

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X</b>

УДК 622.276:622.245

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Аникин Иван Валерьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ОНД	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин Александр Иванович	Д.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н.		

Томск – 2021г.

## Результаты освоения образовательной программы

### Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

#### Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы

Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

### Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993)  ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> технологический				

19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья.	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);	ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа
	2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата.	ОТФ D «Организация работ по добыче углеводородного сырья»		
	3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья.	ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»		
	4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ	19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);	ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья	И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
		ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации

			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
<b>Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский</b>				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ  2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР) 3. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);  ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);  ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»  ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»	ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
			ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

**Школа** Инженерная школа природных ресурсов  
**Направление подготовки** 21.04.01 Нефтегазовое дело  
**Отделение школы** нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Аникину Ивану Валерьевичу

Тема работы:

Повышение эффективности заканчивания и эксплуатации скважин в процессе разработки месторождения X
---

Утверждена приказом директора (дата, номер)	106-9/об от 16.04.2021
---	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Технологическая схема разработки месторождения «X» (Красноярский край), тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Оценка остаточных извлекаемых запасов и анализ проблематики основных объектов разработки месторождения X Описание классификации систем многоствольного заканчивания скважин TAML. Обоснование использования технологии TAML 1 на объекте Як-3-7. Обоснование использования технологии TAML 3 Lite на объекте Нх-I Обоснование предложения использования технологии TAML 3 Lite на объекте Як-3-7 Определение критериев применения TAML на других месторождениях

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н., Романюк Вера Борисовна
«Социальная ответственность»	Профессор, д.т.н., Сечин Александр Иванович
Английская часть	Доцент, к.ф.н., Болсуновская Людмила Михайловна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Анализ оценки остаточных извлекаемых запасов на нефтегазоконденсатном месторождении «Х»	
Прогноз применения технологии многоствольного заканчивания скважин TAML на месторождении «Х»	
Аналитическое обоснование вариантов комплектации компоновок хвостовиков для контроля работы боковых стволов во время эксплуатации скважин	
Социальная ответственность: производственная безопасность при выполнении работ по заканчиванию скважин	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: экономическая эффективность реконструкции скважины при зарезке бокового ствола с применением технологии многоствольного заканчивания TAML 1	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	15.03.2021
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Руководитель ООП	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		15.03.2021

**Консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			15.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ94	Аникин Иван Валерьевич		15.03.2021



## **Обозначения, определения и сокращения**

АСРП - Адаптивная система регулирования притока

АГРП- автогидроразрыв пласта

ЗБС – зарезка бокового ствола

КИН – коэффициент извлечения нефти

ОПР – опытно-промысловые работы

ГРС – горизонтально-разветвленные скважины

ОС - основной ствол

БС - боковой ствол

ГС – горизонтальный ствол

БЭК – башмак эксплуатационной колонны

ЭК – эксплуатационная колонна

КНБК – компоновка низа бурильной колонны

ННТ – нефтенасыщенные толщины

МЗС – многозобойные скважины

МСС - многоствольные скважины

ОЗ – остаточные запасы

ОИЗ – остаточные извлекаемые запасы

ННБ – наклонно-направленное бурение

ГРП- гидроразрыв пласта

УВ - углеводороды

УКП – устройство контроля притока

АУКП –автономное устройство контроля притока

ППЭ - повышениит производственной эффективности

RCP - Rate Control Producton

FD - Fluid Diode

TAML - Technology Advancement for Multi-Laterals

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 118 страниц, 34 рисунков, 13 таблиц. Список литературы включает 32 источника информации. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: Технологии многоствольного заканчивания скважин, реконструкция скважины методом ЗБС, сохранение в работе материнского ствола, доизвлечение остаточных извлекаемых запасов.

Объектом исследования является технологии многоствольного заканчивания горизонтально-разветвленных скважин, которые позволяют осуществлять реконструкцию скважин посредством зарезки бокового ствола с сохранением материнского.

Цель работы – Анализ эффективности и прогноз применения технологии многоствольного заканчивания при использовании систем TAML на примере месторождения Х.

В работе обоснована актуальность применения систем многоствольного заканчивания скважин, описаны системы TAML1 и TAML3 Lite с указанием преимуществ, недостатков и целевых направленностей.

Рассмотрена проблематика объекта разработки Нх-1. Предложены решения по: доизвлечению остаточных запасов пласта Нх-1 путём бурения ЗБС по технологии TAML3 Lite с сохранением добычи материнского ствола; предотвращению образования, снижения влияния трещин АвтоГРП и перераспределению фронта нагнетания воды в нагнетательных скважинах; одновременной выработке 1-го и 2-го классов коллекторов пласта Нх-1.

Рассмотрена проблематика объекта разработки Як-3-7. Предложено решение по: сохранению длительной работы бокового ствола с помощью использования системы TAML1 на объекте Як-3-7 путём минимизации риска обвала открытого участка ствола; вовлечению в разработку нескольких этажей нефтеносности, как для добывающего, так и для нагнетательного фонда скважин.

Проведена оценка возможности зарезки бокового ствола с наклонно-направленных нагнетательных скважин, законченных обсадной колонной диаметра 178мм с помощью системы TAML3 Lite на объекте Як-3-7. Подобраны потенциальные скважины-кандидаты под данное технологическое решение.

Вычленены критерии применимости рассматриваемых технологий для реализации их на других месторождениях. Приведены технико-экономические расчёты по проекту. Рассмотрен вариант ЗБС по стандартной технологии и вариант ЗБС с использованием системы многоствольного заканчивания TAML3 Lite с сохранением материнского ствола. Рассчитан ожидаемый экономический эффект от внедрения проекта по двум вариантам на пятилетний период.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	13
1. АНАЛИЗ ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х» .....	15
1.1. Разработка многопластовых месторождений .....	17
1.2. Физико-литологическая характеристика коллекторов и покрышек продуктивных пластов месторождения «Х» .....	19
1.2.1. Долганский продуктивный уровень .....	19
1.2.2. Яковлевский продуктивный уровень .....	20
1.2.3. Суходудинский продуктивный уровень .....	23
1.2.4. Нижнехетский продуктивный уровень .....	24
1.3. Анализ условий применения технологий многоствольного заканчивания скважин на объекте Нх-1 месторождения «Х» .....	26
1.4. Анализ условий применения технологий многоствольного заканчивания скважин на объекте Як-3-7 месторождения «Х» .....	31
2. ПРОГНОЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОСТВОЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН ТАМЛ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х» .....	37
2.1. Особенности конструкций систем многоствольного заканчивания скважин по технологии ТАМЛ-1 и ТАМЛ-3 Lite .....	41
2.2. Требования к пластам-кандидатам .....	43
3. АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ КОМПЛЕКТАЦИИ КОМПОНОВОК ХВОСТОВИКОВ ДЛЯ КОНТРОЛЯ РАБОТЫ БОКОВЫХ СТЕЛОВ ВО ВРЕМЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН .....	45
3.1. Технология маркерных исследований скважин без проведения внутрискважинных операций ..	45
3.2. Принцип идентификации маркеров в пробах пластового флюида и результаты исследования скважин .....	53
3.3. Использование устройств контроля притока .....	60
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	69
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	81
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	97
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	99
Приложение А .....	103

## ВВЕДЕНИЕ

Неравномерной выработке запасов нефти месторождения «Х» способствует высокая геологическая неоднородность и расчлененность коллекторов объектов разработки, а также по причине значительного различия продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин охват пластов заводнением имеет неравномерный характер. В результате образуются многочисленные застойные зоны, тупики, слабо вырабатываемые участки и промытые зоны.

В связи с этим актуальна тема исследования и внедрения технологий для эффективного вовлечения в разработку остаточных извлекаемых запасов углеводородов.

Бурение МЗС и МСС и зарезка боковых стволов являются эффективным методом вовлечения ОИЗ однако существует ряд проблем, в результате чего текущий КИН по отдельным объектам разработки в несколько раз меньше запланированного.

- Образование трещин автоГРП и высокопроницаемых каналов в нагнетательных скважинах приводит к преждевременному прорыву воды к добывающим скважинам окружения. При этом не обеспечивается необходимый уровень закачки рабочего агента. Количество нагнетательных скважин с автоГРП составляет 69% нагнетательного фонда месторождения. В связи с этим нагнетательный фонд скважин нуждается в разработке технических решений по перераспределению фронта вытеснения нефти.

- Необсаженные интервалы под влиянием горного давления со временем имеют склонность к обрушению, что приводит к снижению эффективности их работы вплоть до полного прекращения поступления флюида.

- Технологии зарезки боковых стволов сопровождаются ликвидацией материнских стволов посредством установки цементных мостов при этом добыча из старого ствола полностью прекращается.

Несмотря на сравнительно высокий КИН, месторождение «Х» обладает потенциалом дальнейшего увеличения эффективности добычи нефти.

## 1. АНАЛИЗ ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х»

В условиях высокой геологической неоднородности и расчлененности коллекторов разрабатываемых месторождений извлечение углеводородов имеет неравномерный характер, остаются незадействованные процессом дренирования целики нефти и непромытые зоны. При превышении критического значения расходов закачки рабочего агента в нагнетательные скважины образуются трещины АГРП, которые со временем могут привести к преждевременному прорыву воды от нагнетательных к добывающим скважинам (рисунок 1), также возможен прорыв воды на выше- и нижележащие объекты разработки (рисунок 2).



Рисунок 1 – Прорыв воды от нагнетательной к добывающей скважине

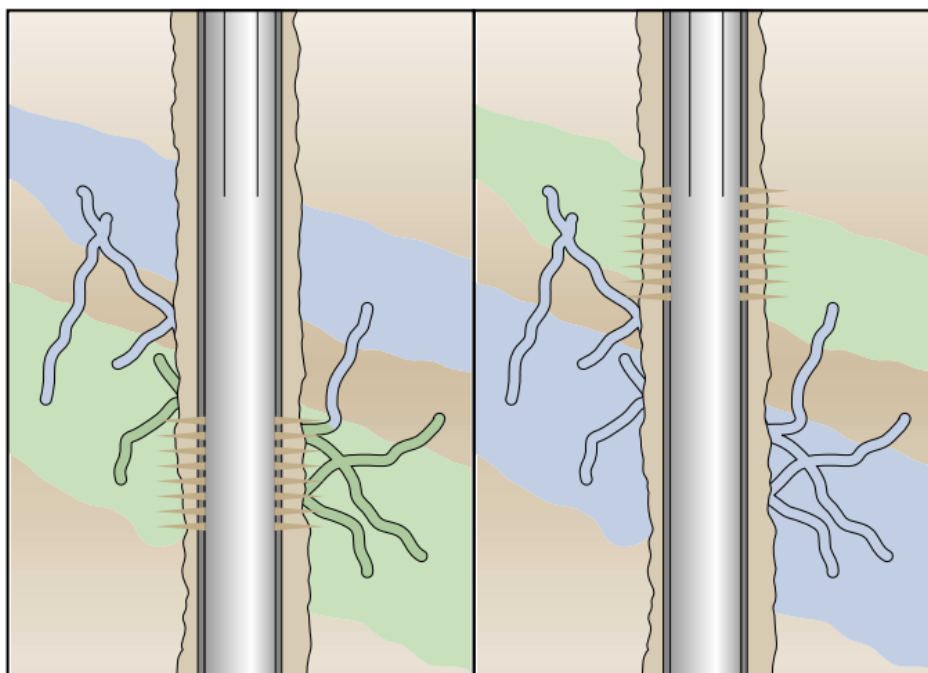


Рисунок 2 – Прорыв воды от нагнетательной на выше- или нижележащий объект разработки

Одним из наиболее эффективных геолого-технических мероприятий, позволяющих вовлечь в процесс дренирования незатронутые зоны, увеличить добычу нефти и коэффициент охвата пласта разработкой является зарезка боковых стволов. Путём бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные извлекаемые запасы нефти. Зарезка боковых стволов в нагнетательных скважинах позволяет переориентировать фронт нагнетания воды, получить новые адресные точки нагнетания и перераспределить объем закачиваемого агента в пласт, предотвратив, таким образом, образование трещин АГРП.

Применение технологии зарезки горизонтального бокового ствола способствует увеличению нефтеотдачи пластов и фактически заменяет уплотнение скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на её освоение.

Применение многоствольных и многозабойных горизонтальных скважин также является эффективным способом вовлечения остаточных извлекаемых запасов в процесс дренирования. Однако важную роль, касательно дальнейшей



эксплуатации скважины, имеет проводка горизонтальных стволов и выбор системы заканчивания скважины.

### 1.1. Разработка многопластовых месторождений

Многопластовым месторождением называют месторождение, у которого пласты отличаются по ФЭС, физико-химическим свойствам пластового флюида, положению в геологическом разрезе и эффективной мощностью.

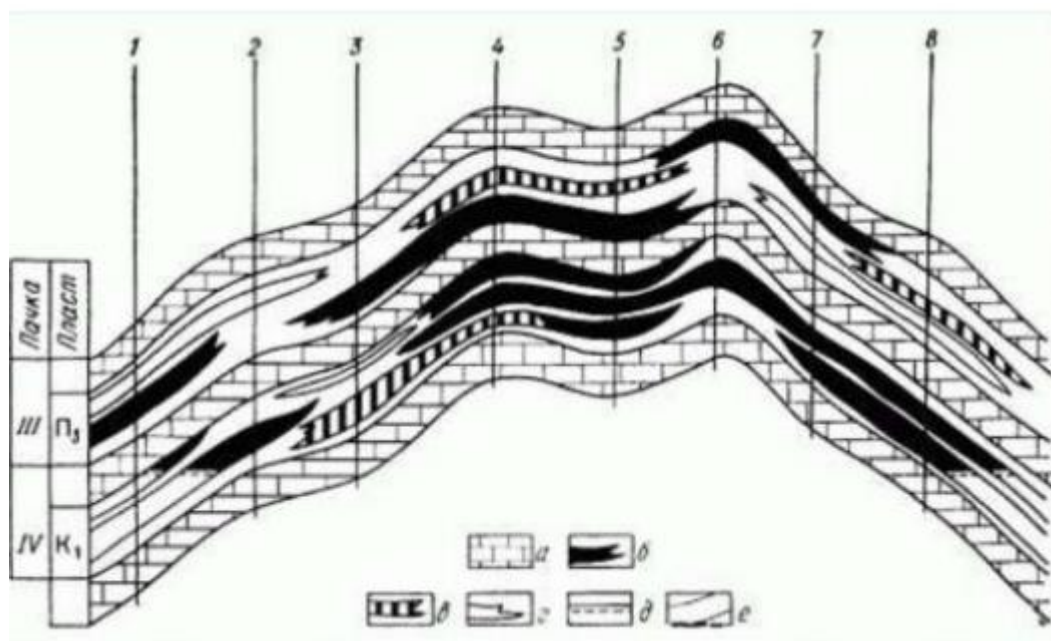


Рисунок 3 – Многопластовая залежь

При вводе в разработку многопластового месторождения необходимо решить в какой последовательности вводить эксплуатационные объекты. Для этого необходимо комплексно оценить продуктивность всех разведанных пластов, оценить запасы УВ, ФЭС пластов, прогнозируемые дебиты, физико-химические свойства флюидов и т.д. И по результатам геолого-промысловой оценки определить порядок разбуривания и ввода объектов в разработку.

Существуют три варианта систем разработки многопластовых месторождений: сверху вниз; снизу вверх; комбинированная.

Первый метод – снизу вверх (рисунок 4). Суть способа состоит в том, что залежи топлива вводятся в обработку последовательно, начиная с нижнего. Первый пласт в данном случае базисный. Первый пласт выбирается тщательно, по признаку его высокой продуктивности. Предварительно базис хорошо

изучают на больших площадях, определяют его сортность и пригодность для быстрого бурения.

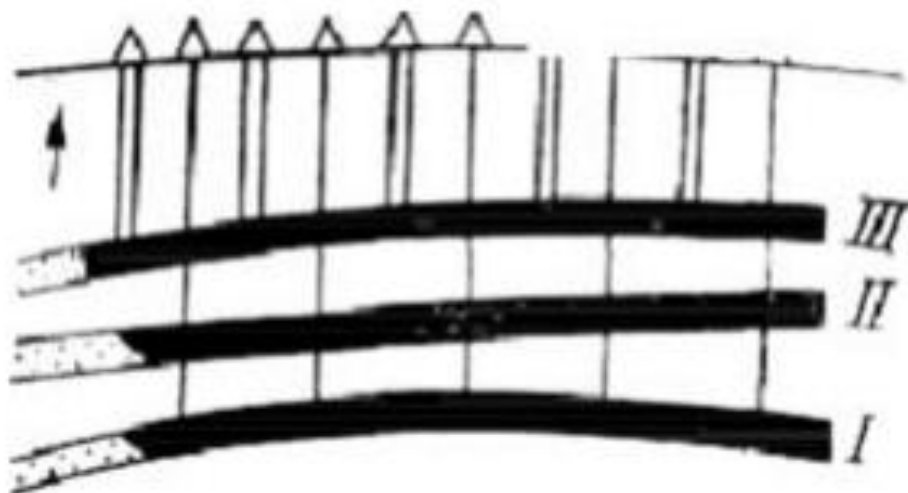


Рисунок 4 – Система разработки «Снизу вверх»

Второй метод именуется сверху-вниз (рисунок 5). При этом пласты вводят в разработку последовательно, начиная с верхнего и двигаясь вниз. Если используется ударный способ бурения – такая система особенно удобна. Но на сегодняшний день ударный способ почти не применяют, он используется как исключение при работе с неглубоко залегающими пластами.

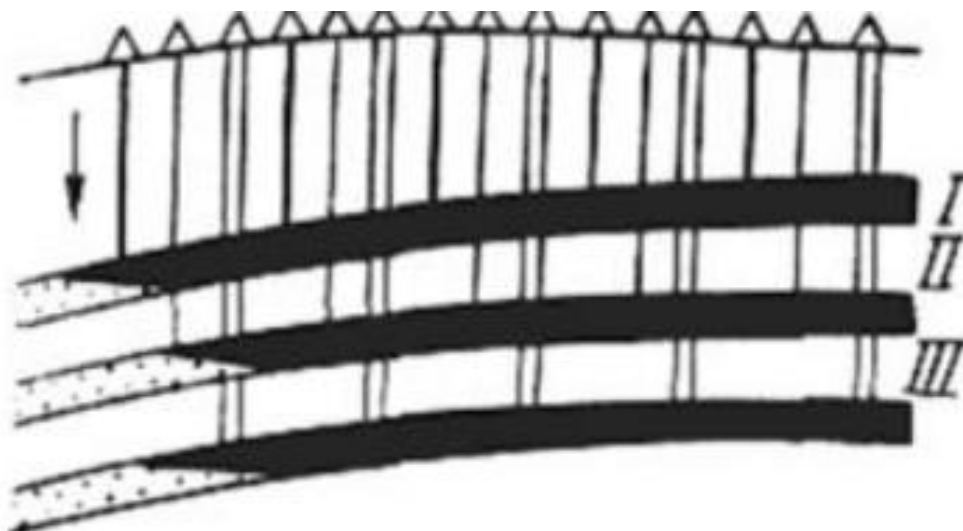


Рисунок 5 – Система разработки «Сверху вниз»

Последний метод является самым современным и чаще всего применяется – это система одновременной разработки двух и более пластов. Способ самый эффективный и продуктивный, при этом пласты разбуриваются

одновременно отдельной сеткой скважин. Система хороша в том случае, если все пласты месторождения очень продуктивны и имеют хорошо выраженный напор.

При выборе месторождения следует учитывать несколько факторов: геолого-физические свойства пород, химические свойства воды и газа, а также фазовое состояние углеводородов, режимы пластов, технику бурения. Перед началом разработки месторождения проводятся тщательные исследования.

Объекты для разработки могут быть самостоятельными или возвратными. Возвратными называют те объекты, которые можно разрабатывать скважинами, которые используют другой объект.

## **1.2. Физико-литологическая характеристика коллекторов и покрышек продуктивных пластов месторождения «Х»**

Ниже рассматривается физико-литологическая характеристика пород-коллекторов продуктивных пластов долганского, яковлевского, суходудинского и нижнехетского уровней.

### **1.2.1. Долганский продуктивный уровень**

В кровле долганской свиты выделяются три песчаных пласта-коллектора Дл-I, Дл-II, Дл-III, объединяющиеся в продуктивный пласт-коллектор Дл-I-III, поскольку особенности фациального и литологического состава пластов, невыдержанность разделяющих их покрышек приводят к гидродинамическому единству резервуара, что подтверждается единым ГВК.

Керновый материал из пласта Дл-I-III отобран из скважин 112, 149, 159, 164, 184, 358; Вн-10, 12, 13, 14, 14а, 16, 17, 7; СВн-1, 2, 3, 4.

Минералогический состав пород полевошпатово-кварцевый: кварца – 60-62 %, полевых шпатов – 33-36 %, плагиоклазов немного – до 1-2 %, обломков пород – 1-5 %.

Сумма песчаной фракции в породах-коллекторах варьирует от 10 до 30%, алевроитовой – от 60 до 80 %, глинистой – от 8 до 20 %.

Открытая пористость пород-коллекторов изменяется от 21 до 36 %, проницаемость – от 3 до 4650 x 10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup>.

Пласт Дл-I-III перекрывается морскими аргиллитами и алевролитами дорожковской свиты. По гранулометрическому анализу в алевролитах 12 покрышки содержится: фракции 0,1-0,01 – 60-76 %; <0,01 – 22-30 %; 0,25-0,1 – 2-9 %. Покрышка неоднородная – проницаемость, определенная на образцах параллельных напластованию, варьирует в широких пределах – 25,7 – 178,55  $\times 10^{-15}$  м<sup>2</sup>, на образцах перпендикулярных напластованию – 4,99–17,22  $\times 10^{-15}$  м<sup>2</sup>.

### **1.2.2. Яковлевский продуктивный уровень**

Продуктивность яковлевской свиты связана отложениями надводной и подводной дельтовой равнины с отложениями приустьевого взморья – устьевыми барами, валами, отмелями. Коллектора пластов по простиранию не выдержаны по мощности и представлены переслаивающимися песчаными породами с алевролитами и глинизированными песчаниками

В разрезе продуктивной части свиты выделяются пласты-коллекторы Як-I-VII, каждый из которых накапливался в определенных фациальных условиях.

Пласты-коллекторы Як-I-III выделяются в толще аллювиально-озерных отложений и связаны с русловыми и пойменными фациями. В зависимости от типа цемента отложения имеют литификацию: от слабой (глинистый цемент), практически пески, до крепких, плотных разностей (карбонатный цемент).

**Пласт-коллектор Як-I.** Керновый материал отобран из скважин СВн- 3, 4; Вн-10, 13, 16, 17; 112, 159, 184, 7Н, ВЛд-1. Сложен алевропесчаниками и алевролитами серого, светло-серого цвета, разномзернистыми. Обломочный материал плохо сортированный, преобладает глинисто-пелитовая фракция. Обломочного материала в породе 80-50 %. Обломки окатанные и полуокатанные, по форме изометричные и удлиненные. По вещественному составу порода кварц-полевошпатового состава: кварца – 30-40 %, полевых шпатов – 40-50%. Небольшая часть полевых шпатов с изрезанными, измененными краями в процессе разрушения (серицитизация). Большая часть полевых шпатов интенсивно пелитизирована. Зерна кварца зачастую трещиноватые, прозрачные, иногда замутненные глинистым материалом. Присутствует слюда – мусковит и биотит. Полоски слюды вытянутые,

изогнутые, расположены в одном направлении, подчеркивая микрослоистость. Цемент большей частью глинистый, по типу контактовый и поровый. Часто в роли цемента выступают разрушенные полевые шпаты, измененные вторичными процессами. Многочисленные поры (0,04-0,1 мм) вытянуты по направлению слоистости, а также микротрещины, параллельные слоистости, как открытые, так и частично заполненные глинисто-битуминозным веществом.

Открытая пористость пласта коллектора в пределах 15-31 %, проницаемость –  $1,75-5630 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Перекрываются толщей углисто-глинистых пород озерно-болотных фаций толщиной 2-16 м. Керновый материал с уровня покрышки отобран из скважин СВн-3; Вн-10, 16, 17; 112, 159, 7Н; ВЛд-1. Представлена покрышка аргиллитами темно-серого цвета, тонкослоистыми, с редкими включениями обугленных растительных остатков. Открытая пористость изменяется от 10,5 до 23,5 %. Проницаемость – от 0,01 до  $41,3 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ .

***Пласт–коллектор Як-II.*** Охарактеризованы керновым материалом, преимущественно, пойменные отложения и отложения береговых валов. Отложения представлены алевритами и мелко- тонкозернистыми песчаниками светло-серого цвета с желтоватым оттенком. Керн отобран из скважин 112, 138, 358, 7Н; ВЛд-1; Вн-10, 13, 16, 17, 7, 9; СВн-4.

В породе преобладает глинисто-алевритовая фракция, степень сортировки средняя, обломки угловатые, частично слабо окатанные. Форма зерен изометричная, неправильно-таблитчатая, удлиненная. Контакты зерен линейно-точечные. Обломочного материала в породе 75-80 %, цементирующей массы 20-25 %. Среди обломков: кварца – 40-45 %; полевых шпатов 30-35 % (калиевые полевые шпаты); обломков других пород (кремнистые, глинистые сланцы, агрегатный кварц) - 1-2 %. Зерна полевых шпатов частично, реже полностью серицитизированные и пелитизированные. Отмечаются чешуйки мусковита и буроватого биотита длиной от 0,07-0,2 мм. Отмечаются все переходы биотита в гидрослюда. Цемент глинисто-гидрослюдистого (с примесью битума), глинисто-карбонатного состава.

Открытая пористость пород-коллекторов в пределах 17,7-30,7 %, проницаемость –  $1,8-1142 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Покрышкой является вышележащая толща углисто-глинистых пород озерно-болотных фаций толщиной примерно 2-12 м. Сложена переслаивающимися углистыми аргиллитами и алевролитами. Аргиллиты черные, углистые, рассланцованные, очень хрупкие, легко крошатся. Алевролиты светло-серые до темно-серых с различной слоистостью – горизонтальной, косой, волнистой, линзовидной, обусловленной намывом песчаного материала по плоскостям наслоения. В породе содержатся прослои углей различной мощности. Открытая пористость изменяется от 9,8 до 18 %. Проницаемость – от  $0,08$  до  $10 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ .

**Пласт-коллектор Як-III-VII** наиболее хорошо освещен керновым материалом. Отложения пласта-коллектора связаны с фациями надводной и подводной дельтовой равнины, а также русел и пойм. Отложения литифицированные и слабо литифицированные. Встречаются плотные, крепкие известковые разности вплоть до тонких прослоев известняков.

В породе кое-где встречаются линзочки углистого и углисто-глинистого материала. Полевые шпаты пелитизированы и серицитизированы, встречаются и чистые разности с микроклиновой решеткой (вновь образованные). Продукты выветривания полевых шпатов наблюдаются в виде щеток на поверхности 14

минералов, а также выполняют поровое пространство. Цемент хлорит-гидрослюдисто-каолинитового состава. По типу поровый, базально-поровый, базальный, контактово-поровый, пленочно-поровый.

По гранулометрическому составу породы песчано глинистые. Содержание песчаной фракции варьирует от 10 до 60 %. Обломочного материала до 80-95 %, цемента – 5-20 %. Сортировка обломочного материала разная – от практически несортированной до средней, реже хорошей.

Открытая пористость пород-коллекторов в пределах 11,6-34,2 %, проницаемость –  $1,89-3594 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Покрышкой пласта является переслаивающаяся толща глинисто-углистых и глинисто-алевритовых пород, содержащих прослой углей. Толщина покрышки в пределах 6-20 м. Аргиллиты темно-серого цвета, глиноподобные, вязкие, углистые аргиллиты черного цвета, плитчатые, тонкогоризонтальнослоистые, алевриты серые, местами до темно-серых, горизонтально- и косослоистые. Слоистость обусловлена наличием прослоев мелкозернистого песчаного материала серого цвета. В породе встречаются углистые прослой различной мощности. Открытая пористость изменяется от 1,18 до 15,9 %. Проницаемость – от 0,04 до  $131,8 \times 10^{-15}$  м<sup>2</sup>.

К северу месторождения хорошо отслеживается покрышка, разделяющая пласт-коллектор Як-III от пласта-коллектора Як-IV-VII. Она представлена толщей переслаивающихся аргиллитов, алевритов и их переходных разностей, содержащих прослой углей. Аргиллиты черные, местами рассланцованные (хрупкие) с тонкими горизонтальными и косыми прослоями алевритов. Алевриты серые, местами до черного цвета, плитчатые, глинистые. По плоскостям напластования содержат намывы тонкозернистого песчаного материала. Открытая пористость изменяется от 8,4 до 20,9 %. Проницаемость не изучена.

### **1.2.3. Суходудинский продуктивный уровень**

Пласт-коллектор Сд-IX охарактеризован керновым материалом в скважинах 164, 165, 184, СВн-1. Порода разной литификации - от плотных, крепких карбонатизированных разностей, до слабо литифицированных, практически песков. Зерна угловатые до слабо окатанных, форма зерен изометричная, удлиненная, неправильно-таблитчатая. В породе встречаются единичные чешуйки биотита и мусковита длиной до 0,5-0,35 мм. Цементирующей массы до 20 %, по составу карбоната до 15 %, глинисто-гидрослюдистого материала – 3-7%, хлорита – 1 %.

Открытая пористость пласта-коллектора Сд-IX – 15,6-26,9 %, проницаемость –  $2-1800 \times 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. 15

Покрышкой служат аргиллиты темно-серого до черного цвета, плотные, крепкие, горизонтально-линзовиднослоистые. Слоистость образована тонкими прослоями и маленькими линзочками песчаного материала.

#### 1.2.4. Нижнехетский продуктивный уровень

Продуктивными являются пласты Нх-I, III, IV.

**Пласт-коллектор Нх-I** содержит алевролиты, алевропесчаники и тонкозернистые песчаниками. Слоистость обусловлена тонкими прослоями аргиллитов темно-серого цвета. По плоскостям напластования намывы углистого материала, темной и светлой слюды. По гранулометрическому составу преобладает алевроитовая фракция до 76 %, сумма песчаной фракции до 50-70 %, среди которой преобладает мелкозернистая фракция. Обломочного материала в породе 65-85 %, зерна от угловатых до слабоокатанных, по форме изометричные, вытянутые, таблитчатые. Цемент в породе – 15-35 %, по типу поровый, по составу глинисто-гидрослюдистый – 16-17% иногда с примесью битума; хлорит – 2-3 %, светло-зеленого, цвета длиной 0,1-0,2 мм; карбонат (кальцит) – 1-10 %. Присутствие карбонатного цемента ухудшает емкостные параметры песчаников пласта. В породе встречаются до 1 % пустых пор, размеры которых не превышают размер обломочного материала.

По вещественному составу порода полевошпат-кварцевая: кварца – 50 %; среди полевых шпатов преобладают калиевые разновидности – 43-45 %; обломков пород – 2-4 %, представленных кремнистым и кварцево-углистым материалом; слюд мало – до 1 %, преимущественно мусковит длиной до 0,3-0,35 мм и буровато-коричневый биотит – 0,3-0,4 мм. Полевые шпаты частично пелитизированные и серицитизированные.

Открытая пористость пласта-коллектора Нх-I варьирует в пределах 10-23 %; проницаемость – 0,15-1732 x 10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup>. Большой разброс значений проницаемости песчаников пласта объясняется плохой сортировкой обломочного материала, увеличением карбонатного цемента в породе, зачастую исследованием только уплотненных образцов.



Покрышкой пласта являются отложения лагунного типа – тонкие, ритмично-слоистые алевролиты и аргиллиты и глинистые отложения открытого моря. Толщина покрышки, примерно, 30-50 м. Аргиллиты темно-серые до черных, некарбонатные, плотные, хрупкие. Алевролиты серые, глинисто-слюдистые и глинисто-карбонатные. В породе встречаются намывы углистого материала и включения обломков углей. Открытая пористость варьирует в пределах 0,5-10 %, проницаемость – 0,001-8 x 10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup>.

**Пласты-коллекторы Нх-III-IV.** Пласты Нх-III-IV были сформированы как в условиях прерывистого развития трансгрессий и регрессий, так и при кратковременной стабилизации уровня моря. Перемычкой между ними является пачка углисто-глинистых пород толщиной 2 м в южной части площади, к северу она опесчанивается.

На заключительном этапе формирования пласт Нх-IV представлял собой остров, породы которого отличаются улучшенными емкостными параметрами по сравнению с выше- и нижележащими отложениями пластов-коллекторов Нх-III и Нх-IV, в соответствии с этим отложения «островной» части пласта Нх-IV названы «суперколлектором».

Породы пластов-коллекторов Нх-III-IV представлены переслаивающейся толщей алевро-песчаных пород с прослоями глинистых и карбонатных пород разной толщины. Порода светло-серого цвета с зеленоватым и буроватым оттенком, в разной степени карбонатизированная, глинистая. В песчаниках встречаются тонкие прослойки аргиллитов, обломки черных и коричневых глин, обломки фауны и кремнистых пород. Породы «суперколлектора» сложены, преимущественно, однородными песчаниками светло-серого цвета, косослоистыми, с послойными включениями углистого детрита, обломками углефицированной, слабо ожелезненной древесины, с рассеянными глинистыми окатышами.

Эффективная толщина пластов Нх-III-IV изменяется от 28,9 м (скв. 133PL) до 59,1 (скв. 195). Средняя песчанистость - 0,75, от 0,57 в скважине Вн-16 до 0,93 в скважине Вн-12.

По гранулометрическому составу сумма песчаной фракции в скважинах варьирует от 5 до 50 %, алевритовой фракции – от 30 до 60 % . Обломочного материала в породе – 60-85 %. Зерна от угловатых до слабоокатанных, в «суперколлекторе» – полуокатанные и окатанные. Сортировка материала разная: от плохой до хорошей, в «суперколлекторе» – средняя и хорошая.

По минералогическому составу порода полевошпат-кварцевая. Содержание кварца от 35-55 %, полевого шпата – 25-40 %, обломков пород – 3-10%, представленных агрегатным кварцем, микрокварцитами, эффузивами, филлитами. Среди полевых шпатов, в одних прослоях преобладают калиевые полевые шпаты, в других – плагиоклазы. Среди обломков пород встречаются обрывки и обломки углистого материала. Полевые шпаты пелитизированы и серицитизированы. Цемент глинисто-гидрослюдистый (10-20 %), карбонатный (1-20 %), хлоритовый (1-2 %). Карбонатный материал представлен, преимущественно, кальцитом, реже доломитом. Минералогический состав пород суперколлектора отличается отсутствием карбонатного цемента, в связи с этим отмесается уменьшение объемной плотности пород в сравнении с породами пласта Нх-III-IV, не относящимися к породам суперколлектора.

Проницаемость – от 1 до 2560 x 10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup>, открытая пористость 16 - 26 %,,. Открытая пористость отложений «суперколлектора» пласта-коллектора Нх-IV меняется в пределах 14,3-25 %; проницаемость – 1,8-2695 x 10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup>.

Страницы 27-36 были удалены по причине содержания коммерческой тайны.

## 2. ПРОГНОЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОСТВОЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН TAML НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х»

Существует международная классификация горизонтально-разветвленных скважин (ГРС) TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals), в соответствии с которой ГРС делятся на 6 уровней сложности. С увеличением уровня сложности от TAML-1 к TAML-6 появляется механическая и гидравлическая целостность узла стыка. В таблице 1 представлена данная классификация с указанием основных конструктивных особенностей.

Таблица 1 – Классификация горизонтально разветвленных скважин TAML

Наименование технологии	TAML1	TAML2	TAML3	TAML4	TAML5	TAML6
Добыча/закачка	Совместная	Совместная	Совместная	Совместная	Раздельная	Раздельная
Основной ствол (ОС)	Открытый	Обсаженный цементир.	Обсаженный цементир. (гермет.)	Обсаженный цементир. (гермет.)	Обсаженный цементир. (гермет.)	Гидравлическая изоляция достигается за счет конструкции и обсадной колонны
Боковой ствол (БС)	Открытый	Открытый либо Обсаженный нецементир. фильтрами	Обсаженный нецементир. фильтрами (негермет.)	Обсаженный цементир. фильтрами (негермет.)	Обсаженный цементир. фильтрами (гермет.)	
Отклонитель «коннектор»	Нет	Нет	Да	Да	Да	

По первому уровню сложности в мире пробурено большое количество скважин. Отсутствует механическая и гидравлическая целостность узла стыка т.к. основной и боковой стволы не обсаживаются. Схематически данная технология представлена на рисунке 14. Как видно из таблицы 1 основной и боковой стволы не обсаживаются хвостовиком.

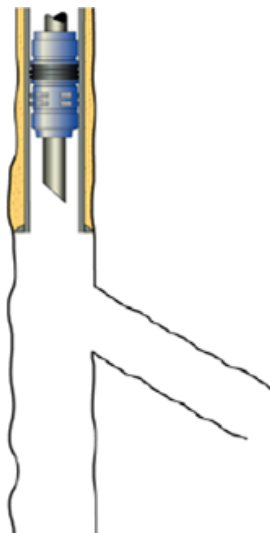


Рисунок 14 – Система многоствольного заканчивания скважин TAML-1

Система TAML-2 (рисунок 15) отличается от TAML-1 тем, что основной ствол обсажен и зацементирован. TAML-2 реализуется следующим образом: из основного ствола с применением клина-отклонителя вырезается окно, наработывается шурф, бурится боковой ствол, который может быть обсажен, но при этом отсутствует механическая и гидравлическая целостность узла стыка. Существует возможность доступа в основной ствол.

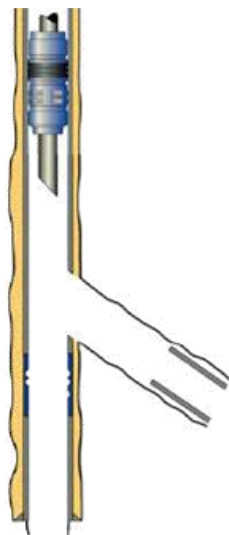


Рисунок 15 – Система многоствольного заканчивания скважин TAML-2

Большее развитие получили системы TAML-3 (рисунок 16) и TAML-4 (рисунок 17), в которых появляется механическая целостность сочленения и сопряжение между хвостовиком бокового ствола и обсадной колонной основного ствола посредством узла стыка. При 3 уровне сложности есть возможность доступа в оба ствола. Однако, гидравлическая целостность в месте соединения отсутствует, поэтому необходимо выбирать интервал срезки без песко- и водопроявлений.

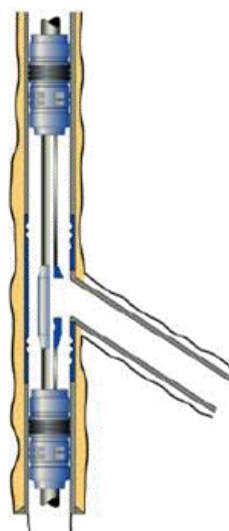


Рисунок 16 – Система многоствольного заканчивания скважин TAML-3

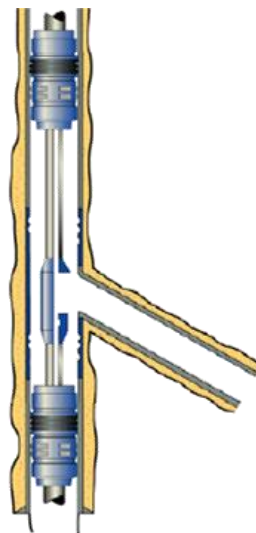


Рисунок 17 – Система многоствольного заканчивания скважин TAML-4

При TAML-4 обсаживаются и цементируются оба ствола. Гидравлической целостности в месте соединения нет, т.к. цементирование не является надежным средством гидроизоляции. При этом есть возможность доступа в оба ствола и реализации технологии в слабосцементированных породах.

Гидравлическая и механическая целостность в зоне соединения стволов появляется в системе TAML-5 (рисунок 18). При этом закачка или добыча из стволов осуществляется отдельно.

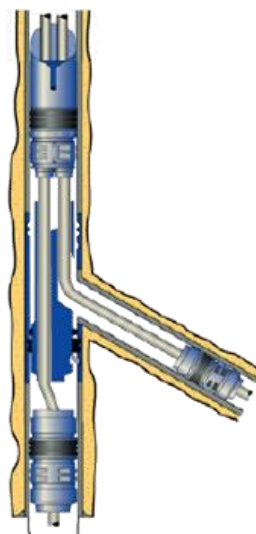


Рисунок 18 – Система многоствольного заканчивания скважин TAML-5

По 6 уровню сложности (рисунок 19) , на данный момент, в мире было построено не более 20 скважин, т.к. реализация TAML-6 является достаточно затратным и трудоемким технологическим решением.

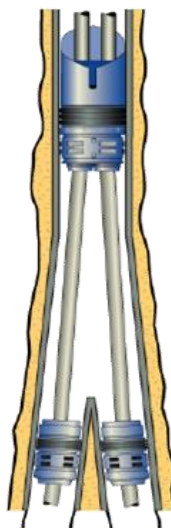


Рисунок 19 – Система многоствольного заканчивания скважин TAML-6

Наибольший интерес вызывают технологии TAML по 3 и 4 уровню сложности.

### **2.1. Особенности конструкций систем многоствольного заканчивания скважин по технологии TAML-1 и TAML-3 Lite**

В России технология реализации TAML1 вышла за пределы границ классификации. В настоящее время данная технология осуществляется следующим образом: проводится бурение ГС из под башмака эксплуатационной колонны (БЭК), осуществляется обсадка пробуренного интервала хвостовиком до точки срезки. В «голове» хвостовика находится пакер-якорь с ориентирующей воронкой, срез которой является репером глубины и азимута в скважине. После спуска хвостовика активируется пакер-якорь посредством сброса шара и прокачки его в седло. После активации пакер-якоря установленный в разъединителе автономный инклинометр, который является частью спускового оборудования, фиксирует фактическое положение ориентирующей воронки для последующего выставления положения клина-

отклонителя на поверхности. Следующим этапом является спуск полого клина-отклонителя с ориентирующим пальцем, который садится в профиль якорь-пакера, тем самым ориентируется. Далее проводится срезка фрезерной компоновкой, наработка кармана ОС, смена КНБК и бурение ОС с дальнейшей обсадкой этого интервала. Через полый клин-отклонитель идет сообщение флюида с боковым стволом. Фильтра основного ствола располагаются напротив клина-отклонителя. На рисунке 20 проиллюстрирована данная технология.

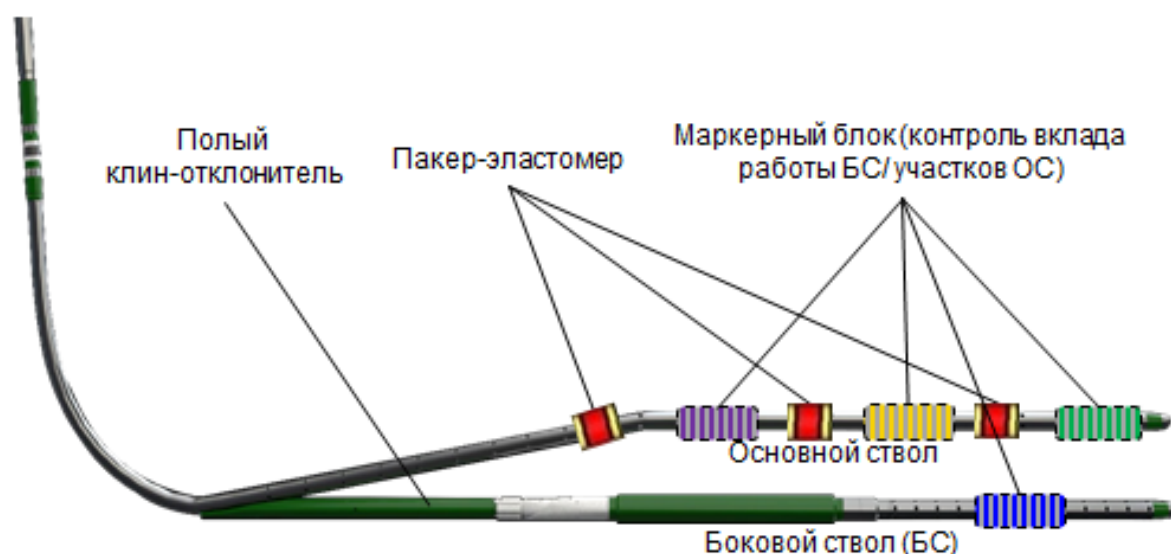


Рисунок 20 - Схема заканчивания TAML1

В основном кандидатами под ЗБС являются истощенные скважины с высокой обводенностью, высоким содержанием газа, либо аварийные скважины (уронили ЭЦН, геофизический прибор, КНБК). При этом основной ствол подлежит ликвидации посредством установки цементных мостов. Однако технология Taml-3 lite позволяет осуществлять зарезку бокового ствола в еще продуктивных скважинах, т.к. при реализации данной системы заканчивания сохраняется добыча из материнского ствола.

Технология TAML3 Lite представлена на рисунке 21 и заключается в следующем. В материнский ствол скважины на проектную глубину спускается компоновка с клином-отклонителем и ориентируется. В результате нагнетания



давления активируется гидравлический якорь. Далее производится спуск фрезерующей компоновки, наработка шурфа и бурение бокового ствола. После этого осуществляется спуск хвостовика. В компоновке хвостовика рекомендуется использовать маркерные блоки для контроля вклада работы материнского ствола. Далее запускается в работу боковой ствол, а основной ствол включается в работу после растворения заглушек якоря. Фильтра компоновки хвостовика бокового ствола расположены в интервале клина-отклонителя. В сравнении со стандартным TAML3 при использовании TAML3 Lite нет возможности допуска в материнский ствол.

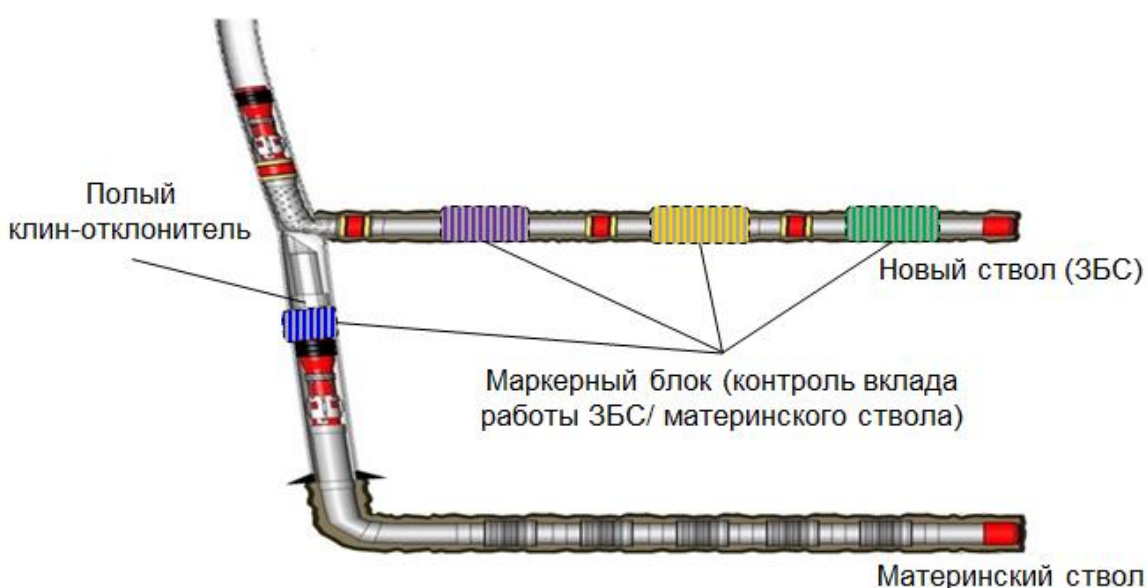


Рисунок 21 - Схема заканчивания TAML3 Lite

## 2.2. Требования к пластам-кандидатам

Для реализации данной системы многоствольного заканчивания скважин по технологии TAML к кандидатам предъявляются требования с учетом геолого-технических характеристик пласта, физико-химических характеристик флюида и конструкции скважины.

Критерии применимости технологии многоствольного заканчивания скважин TAML3-lite:

- 1) Необходимость вовлечения в разработку ранее нетронутых пропластков/участков/зон с остаточными локализованными запасами, не

имеющих экономический потенциал для бурения отдельной сетки скважин.

- 2) Организация дополнительных адресных точек нагнетания.
- 3) Выработка ОЗ с помощью корректировки, изменения существующей сетки разработки.
- 4) Технологические параметры:
  - Наличие в разрезе слабопроницаемого стабильного участка при выходе из ЭК.
  - Возможность выхода на цели с допустимой интенсивностью спуска хвостовика.
  - Размещение пакера-эластомера для сегментации участка перед вышележащим водоносом от горизонтального участка с ННТ.
  - Глубина вырезки окна.

Критерии применимости технологии многоствольного заканчивания скважин ТАМЛ-1:

- 1) Маломощные коллектора, целевые объекты с контактными запасами, в которых исключена возможность бурения МЗС по технологическим причинам ННБ.
- 2) Коллапс бокового ствола при условии строительства в слабосцементированных породах (Дл, вЯк, Як, ПК и т.п.)
- 3) Сложная геология (слоисто- и зонально- неоднородный коллектор).
- 4) Необходимость увеличения Кохв.
- 5) Технологические параметры:
  - Возможность использование пакеров-эластомеров
  - Отсутствие возможности выполнения срезки в БС с просадкой более 0,5м

### **3. АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ КОМПЛЕКТАЦИИ КОМПОНОВОК ХВОСТОВИКОВ ДЛЯ КОНТРОЛЯ РАБОТЫ БОКОВЫХ СТЕЛОВ ВО ВРЕМЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

Чаще всего у недропользователей нет достоверной информации фактического распределения профиля притока. Наиболее частые способы исследований требуют использование внутрискважинных тракторов спускаемых на ГНКТ и разбуривания узлов компоновки МГРП., что вызывает технические трудности и риск аварийных ситуаций. В связи с этим есть потребность в разработке инструментов позволяющих оценить фактическую работу боковых стелов.

Решением может быть использование технологий трассирующих исследований скважин. Преимуществом данных технологий является отсутствие необходимости проведения внутрискважинных исследований, которые предполагают остановку скважины, а значит, и потерю добычи нефти. При этом есть возможность получения сведений о адресном притоке воды и нефти по горизонтальному стволу скважины и контроля работы интервалов в течении длительного периода времени.

Для последующего мониторинга работы боковых горизонтальных стелов в компоновке хвостовика добывающих скважинах совместно с технологией многоствольного заканчивания скважин TAML-3 Lite предлагается использовать внутрискважинные трассерные кассеты.

Для контроля ухода рабочего агента в нагнетательных скважинах совместно с технологией TAML-3 Lite предлагается использовать устройства контроля притока.

#### **3.1 Технология маркерных исследований скважин без проведения внутрискважинных операций**

Исследования с использованием маркерных технологий основано на применении индикаторов притока пластовых жидкостей.

При реализации технологии маркеры размещаются в стволе скважины в виде маркерных композиционных материалов в специальных внутрискважинных кассетах, встраиваемых в компоновку хвостовика при заканчивании горизонтального ствола или в пласте в результате закачивания маркированного пропанта с полимерным покрытием при многостадийном гидроразрыве пласта. На рисунке 22 представлено зерно пропанта с полимерным покрытием, в которое вшиты квантовые маркеры.



Рисунок 22 - Маркированный полимерно-покрытый пропант

Толщина полимера составляет 10-20 мкм, так что фракционный состав пропанта не нарушается. При взаимодействии с целевой пластовой жидкостью (водой или нефтью) полимерная оболочка пропанта разлагается и высвобождает маркеры, которые из-за их небольшого размера и химической инертности не могут пересечь границу раздела фаз, захватывается фазой и остаются в ней.

Во время многостадийного гидроразрыва пласта при каждой стадии вводится маркированный пропант определенного кода. Код образуется при производстве маркеров путем объединения различных типов квантовых точек. Меченый пропант закачивается в последний пачке для обеспечения

максимального контакта с породой (рис.23).

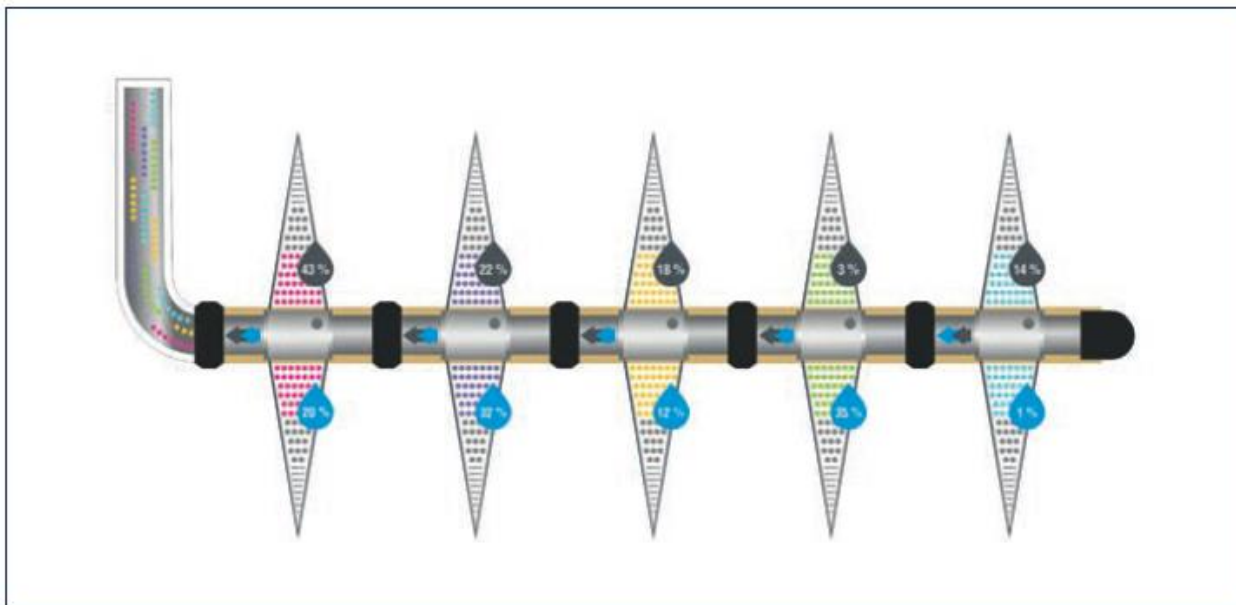


Рисунок 23 - Схема проведения МГРП с закачкой маркированного пропанта

На рисунке 24 показан альтернативный вариант технологии. Размещение маркеров осуществляется в кассетах в составе компоновки хвостовика при заканчивании скважины. Внутрискважинная кассета представлена на рисунке 25.

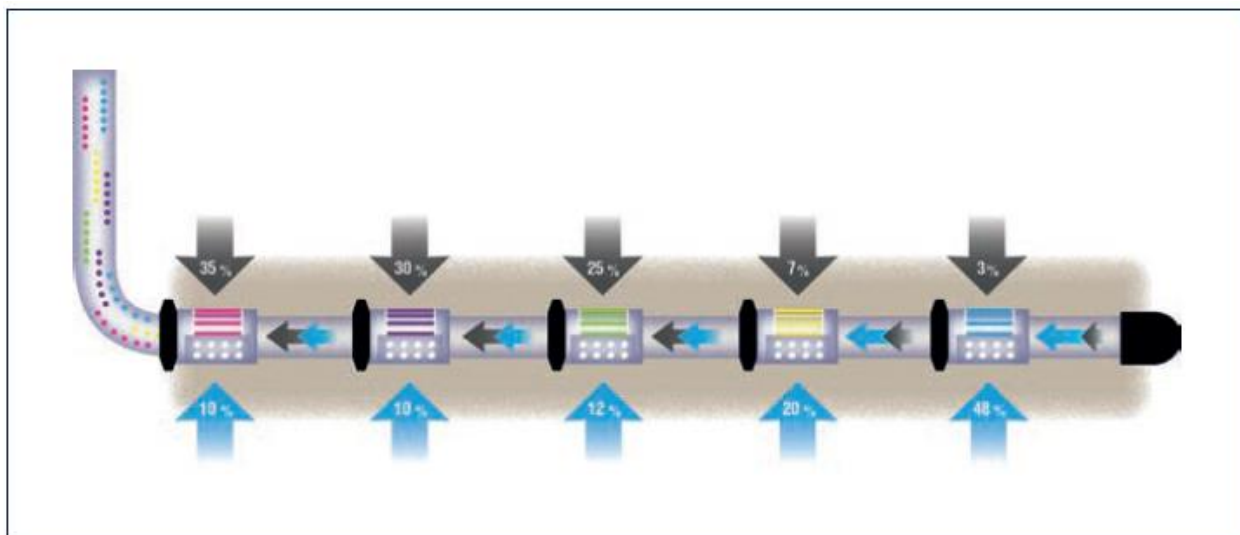


Рисунок 24 – Маркерные кассеты в компоновке заканчивания



Рисунок 25 - Внутрискважинная кассета с маркерным блоком

Маркированный материал – это неомогенный микронаполненный композит – полимерный гранулят, выполняющий различные функции (рисунок 26), в числе которых:

- 1) Каркас обеспечивает прочность для предотвращения разрушения геометрических размеров частиц полимера
- 2) Наполнитель – создание путем растворения при контакте с водой или нефтью гидрофильных и олеофильных диффузионных каналов, через которые происходит миграция маркеров-репортеров из внутреннего объема полимера на его поверхность;
- 3) квантовые маркеры-репортеры, являющиеся высокоточными индикаторами притока нефти и воды.



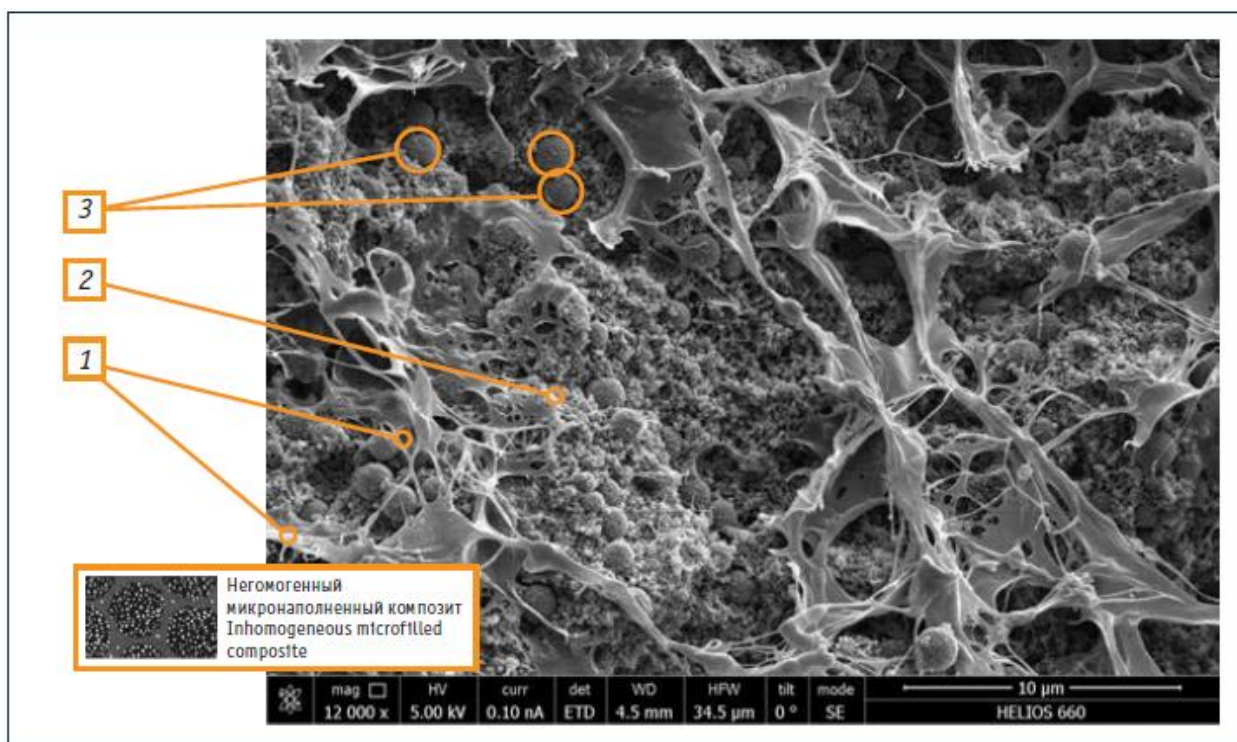


Рисунок 26 - Фотография маркированного композита с квантовыми маркерами-репортерами в сканирующем электронном микроскопе: 1 – каркас; 2 – наполнитель; 3 – квантовые маркеры- репортеры

Таким образом, меченый гранулят представляет собой сшитую полимерную матрицу, которая обеспечивает высвобождение квантовых репортерных маркеров в пластовую жидкость со стабильной концентрацией и длительностью.

Принцип действия технологии аналогичен описанному ранее: полимерное покрытие вступает в реакцию с пластовой жидкостью, репортерные маркеры вымываются водой и нефтью. В результате водная и масляная фазы жидкости автоматически обеспечиваются собственными показателями притока. Скважинные кассеты подбираются исходя из геолого-технических характеристик скважины и конфигурации компоновки

заканчивая.

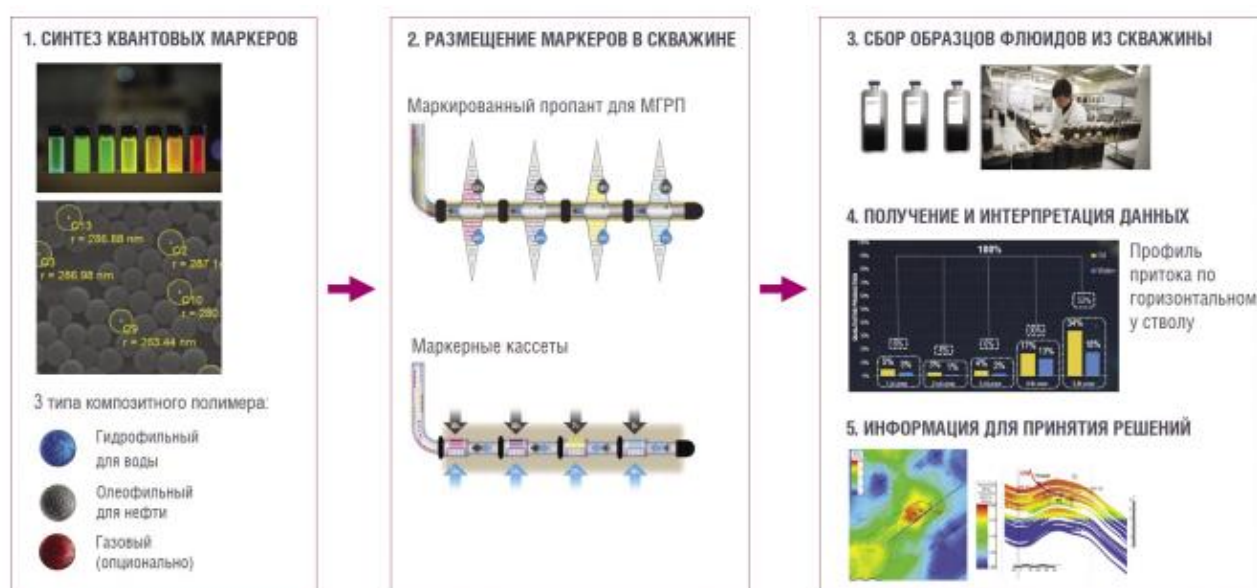


Рисунок 27 - Технология маркерной диагностики и мониторинга скважин

Система поддержки принятия решений на основе технологии маркерной диагностики может быть описана сегментами добычи, разработки, стимулирования и бурения, возможными технологическими мероприятиями в каждом сегменте и совокупным экономическим эффектом. Для достижения желаемого результата процесс можно рассматривать как итеративный. В то же время существует два подхода к применению технологии:

1. Локальный подход, когда исследования проводятся на одной скважине в пределах площади пласта. При таком подходе часто единственным направлением, в котором решения могут приниматься на основе результатов получения информации, является сегмент добычи полезных ископаемых. Речь идет об определении интервалов прорыва воды / газа, проведении водоизоляционных работ и определении оптимального режима работы горизонтального ствола. Однако на практике проведение скважинных вмешательств в горизонтальных стволах часто невозможно из-за широкого использования неравномерной компоновки скважины и не пробуренных гнезд муфты гидроразрыва пласта.



2. Комплексный подход, когда исследования проводятся на участке пласта, например, с ковровым покрытием со 100% покрытием скважин методом маркерной диагностики. Его особенностями являются: 6 получение значительно большего массива данных по участку пласта и возможность лучшей экстраполяции и прогнозирования данных; 6 гибкость в принятии решений по сегментам добычи, разработки, стимулирования, бурения и, как следствие, больший экономический эффект; 6. возможность интеграции с другими методами исследований (трассирующие исследования, гидрослушивание, вибросейсмический мониторинг, гидродинамическое моделирование, анализ спада, деконволюция нескольких скважин и т.д.). Система поддержки принятия решений, основанная на технологии маркерной диагностики, может быть описана сегментами добычи, разработки, стимулирования и бурения, возможными технологическими мероприятиями в каждом сегменте и совокупным экономическим эффектом.

СИСТЕМА ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНСТРУМЕНТА МАРКЕРНОЙ ДИАГНОСТИКИ

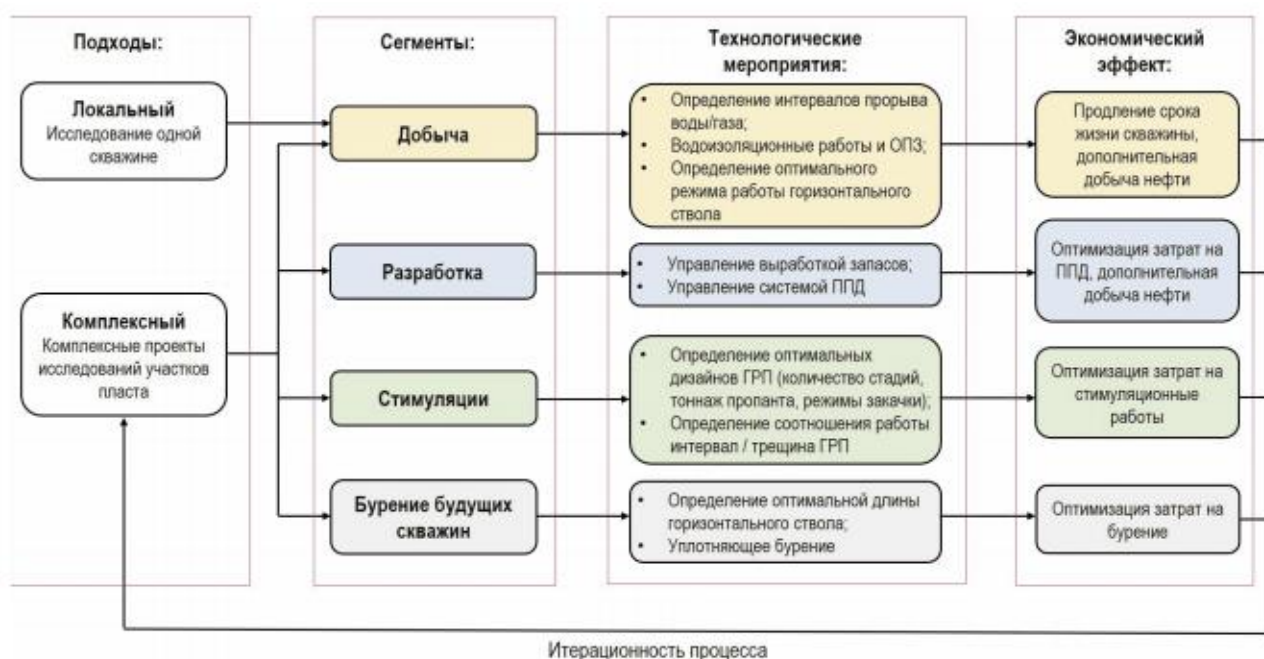


Рисунок 28 - Система принятия решений с применением маркерной диагностики

Зачастую нефтегазовая отрасль игнорирует подход комплексного применения инновационных технологий, способных повысить эффективность добычи и разработки, поскольку затраты на их использование могут снизить предполагаемую экономическую эффективность проектов. В результате технологии применяются на местном уровне. Однако в связи с тем, что часто нет объективной возможности предсказать, какая именно скважина будет иметь определенные геологические и технические проблемы, ценность использования технологий с таким подходом нивелируется. Комплексный подход, описанный ранее, меняет эту парадигму. Объектами работы являются стохастически неопределенные системы, процессы управления которыми можно рассмотреть на примере теории "Черного лебедя", анализирующей труднопрогнозируемые и редкие события, влекущие за собой значительные последствия. Поскольку "Черные лебеди" непредсказуемы, необходимо не столько пытаться их предсказать, сколько приспособливаться к их существованию. В некоторых областях, например, в научных исследованиях или в венчурных инвестициях, этот подход уже давно активно используется, когда крайне выгодно делать ставку на неизвестное, потому что, как правило, потери невелики при проигрыше, а прибыль огромна при выигрыше. Комплексно маркируя горизонтальные скважины на участке пласта, компании-недропользователи с низкими капитальными затратами в будущем смогут более целенаправленно подходить к решению конкретных геолого-технических проблем и задач, возникающих в условиях высокой экологической неопределенности.

Представленное описание системы поддержки принятия решений позволяет не только вывести управление разработкой запасов месторождений на новый уровень, но и комплексно подойти к вопросу оптимизации капитальных и эксплуатационных затрат в условиях высокой неопределенности внешней среды.

### 3.2 Принцип идентификации маркеров в пробах пластового флюида и результаты исследования скважин

После завершения промысловой операции по размещению маркеров и в ходе дальнейшей эксплуатации скважины проводятся исследования притока путем отбора проб пластовой жидкости из устья скважины и их анализа с помощью программно-аппаратного комплекса методом проточной цитометрии. Данный метод основан на исследовании сред в режиме поштучного анализа элементов дисперсной фазы по сигналам рассеяния света и позволяет с высокой точностью определить количественное распределение маркеров "вода" и "масло" каждого кода.

В программно-аппаратном комплексе формируется струя жидкости диаметром в несколько микрон, и все маркеры выстраиваются в ряд. Поток облучается лазером, и маркер каждого кода идентифицируется индивидуально по сигналу рассеяния света – прямому или боковому. Таким образом, анализ концентрации маркеров каждого кода позволяет выявить процентное соотношение фаз (воды и нефти) каждого исследуемого интервала в общем дебите скважины.

Процесс идентификации маркеров полностью автоматизирован и основан на использовании алгоритмов машинного обучения, что позволяет идентифицировать маркеры с высокой точностью и эффективностью.

#### *Результаты обследования скважин*

В таблице 2 показаны горизонтальные скважины, в которых использовалась маркерная технология диагностики профилей притока

Таблица 2 – Исследованиями маркерной диагностики

№ скважины	Месторождение	Число интервалов	Тип трассерной системы
1820г	Имилорское	5	Пропант с маркерами
6303г	Кочевское		Внутрискважинные кассеты
9442г			Пропант с маркерами
2432г	Тевлинско-Русскинское		Пропант с маркерами

В режиме мониторинга ежемесячно были получены профили притоков, по результатам анализа которых установлено следующее:

1) профили притоков горизонтальных стволов (ГС), как правило, меняются с течением времени;

2) наиболее характерные профили притоков исследованных скважин:

- J-образный (работает преимущественно «пятка» ГС);
- L-образный (работает преимущественно «носок» ГС);
- U-образный (работают преимущественно и «пятка», и «носок» ГС).

При анализе режима работы системы ППД было установлено, что тип профиля притока горизонтальных скважин коррелирует с расположением нагнетательных скважин в районе окружения.

Например, для скв. 1820г Имилорского месторождения (Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, Ханты-Мансийский автономный округ) результаты мониторинга следующие (рисунок 7):

1) наблюдается U-образный профиль притока по горизонтальному стволу, переходящий в J-образный и обратно;

2) отмечена преимущественная работа портов № 1, 4 и 5;

3) в районе окружения возможно влияние нагнетательных скважин (рисунок 8):

- скв. 1864, 1867 – на работу «носочной» части ГС (порты № 1, 2);
- скв. 1865 – на работу «пяточной» части ГС (порты № 4, 5).

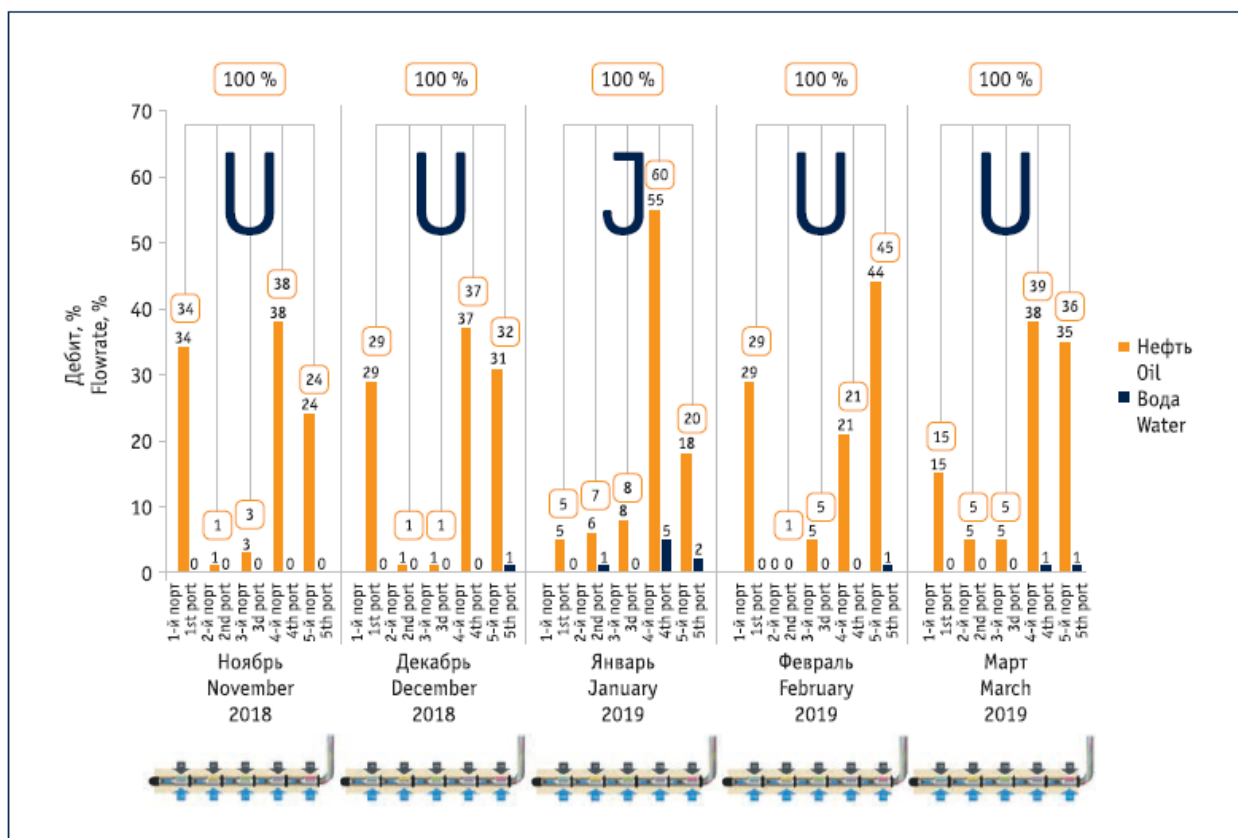


Рисунок 7 - Динамика работы продуктивных интервалов по нефти и воде скважины 1820г Имилорского месторождения

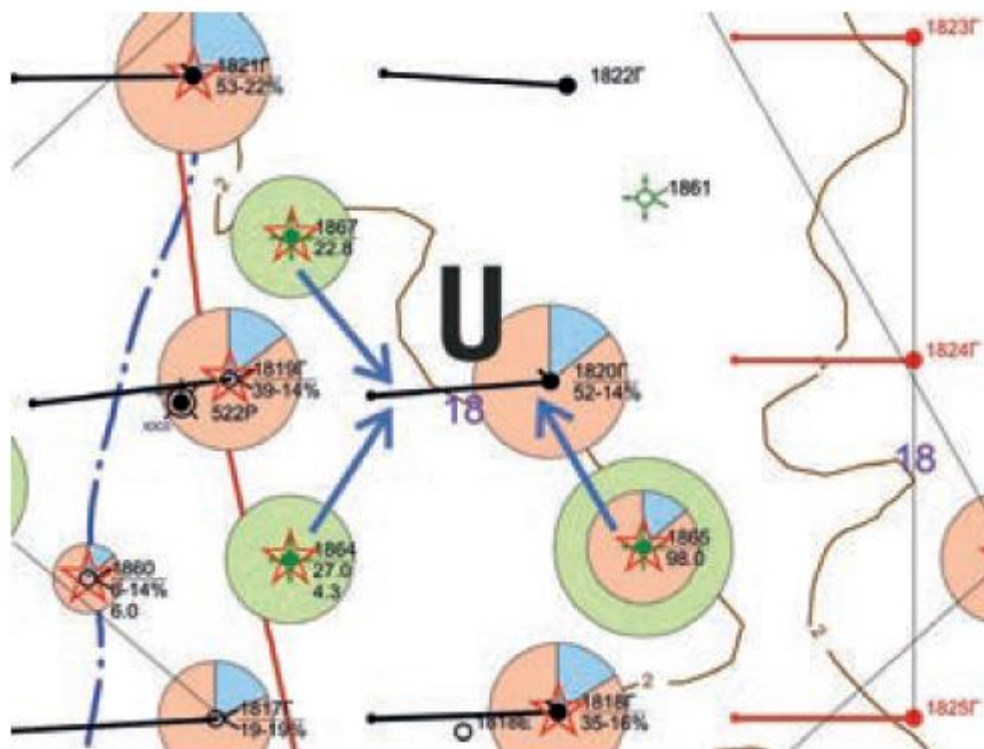


Рисунок 8 - Район скважины 1820г Имилорского месторождения

Для скв. 9442г Кочевского месторождения результаты мониторинга следующие (рисунок 9):

1) преимущественно наблюдается J-образный профиль притока. Приток нефти и воды наиболее выражен по порту № 4;

2) порт № 5 практически не вовлечен в работу;

3) в районе окружения возможно влияние нагнетательных скважин (рисунок 10):

- скв. 6308 – на работу «пяточной» части ГС;
- скв. 6285 – на работу «носочной» части ГС.

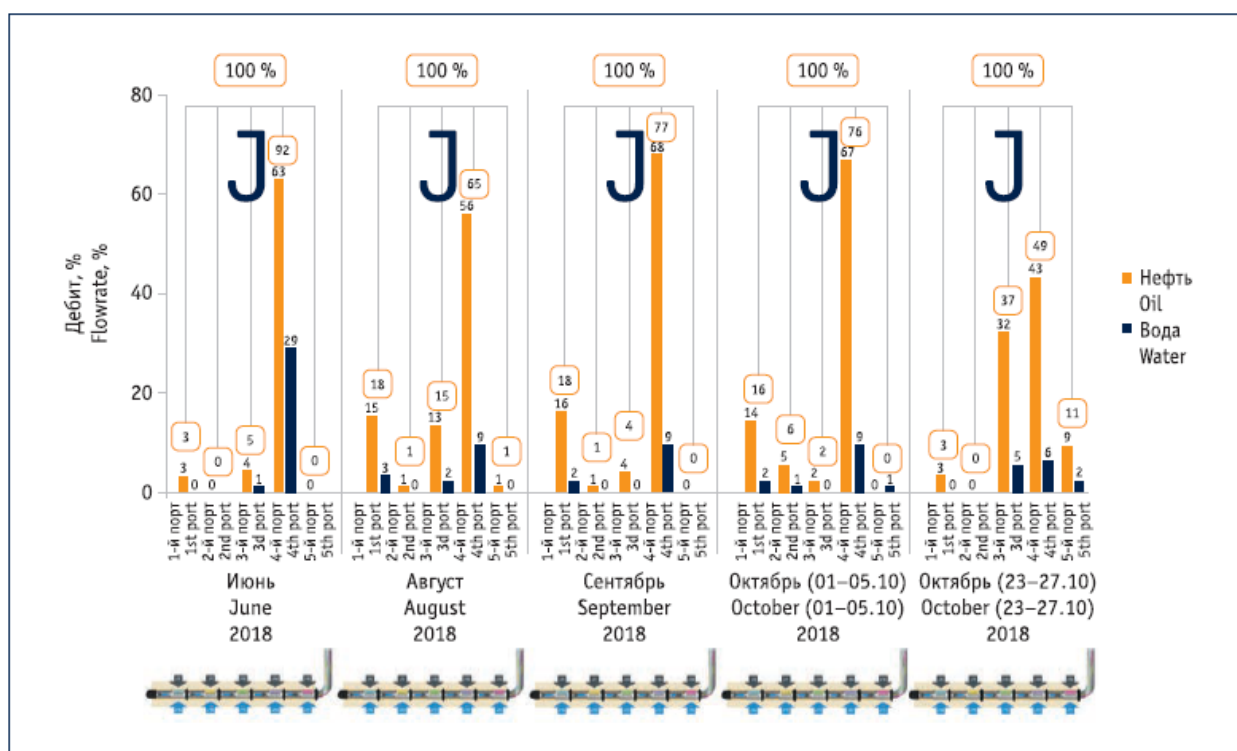


Рисунок 9 - Динамика работы продуктивных интервалов по нефти и воде скважины 9442г Кочевского месторождения

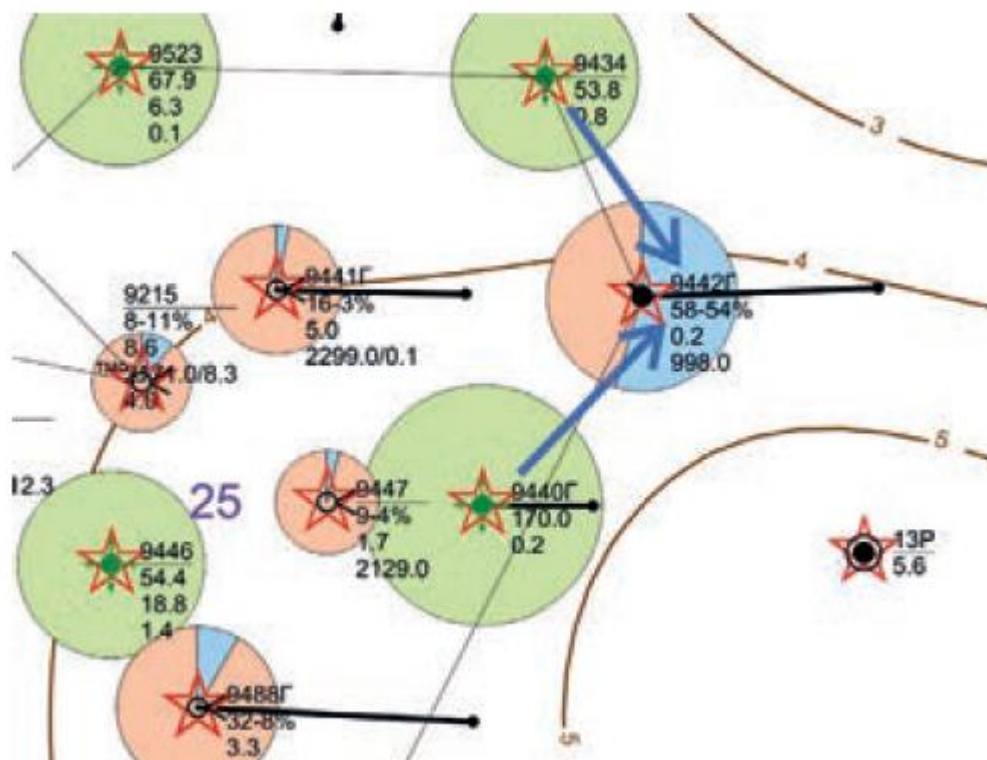


Рисунок 10. Район скважины 9442Г Кочевского месторождения

Для скв. 2432Г Тевлинско-Рускинского месторождения отмечен U-образный профиль притока по горизонтальному стволу, переходящий в L-образный и обратно (рисунок 11). На рисунке приток нефти и воды наиболее выражен по порту № 1. Порты № 2, 3, 4 вовлечены в работу в меньшей степени.

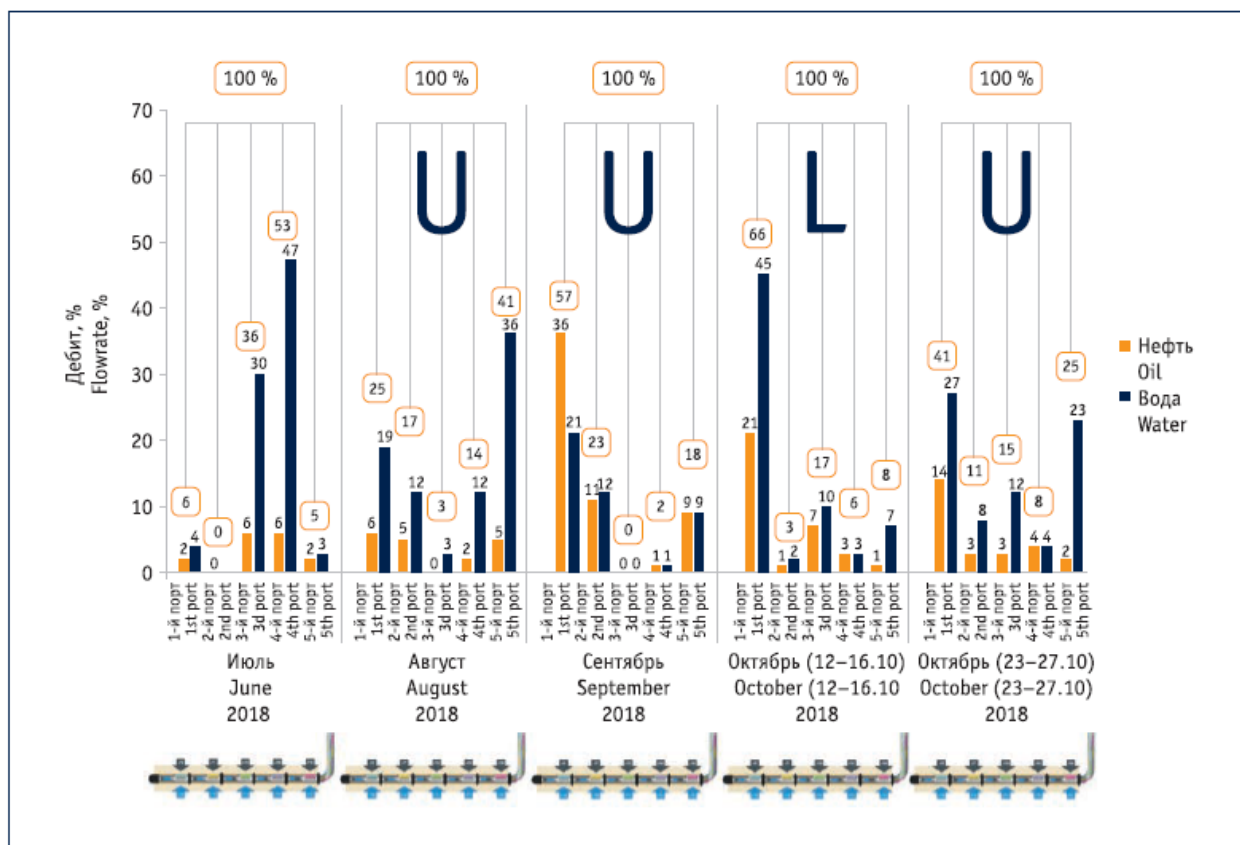


Рисунок 11. Динамика работы продуктивных интервалов по нефти и воде скважины 2432г Тевлинско-Русскинского месторождения

В районе окружения возможно влияние нагнетательных скважин (рисунок 12):

- скв. 5425, 5426 – на работу пяточной части ГС (порты № 4, 5);
- скв. 1240, 2583 – на работу носочной части ГС (порты № 1, 2).



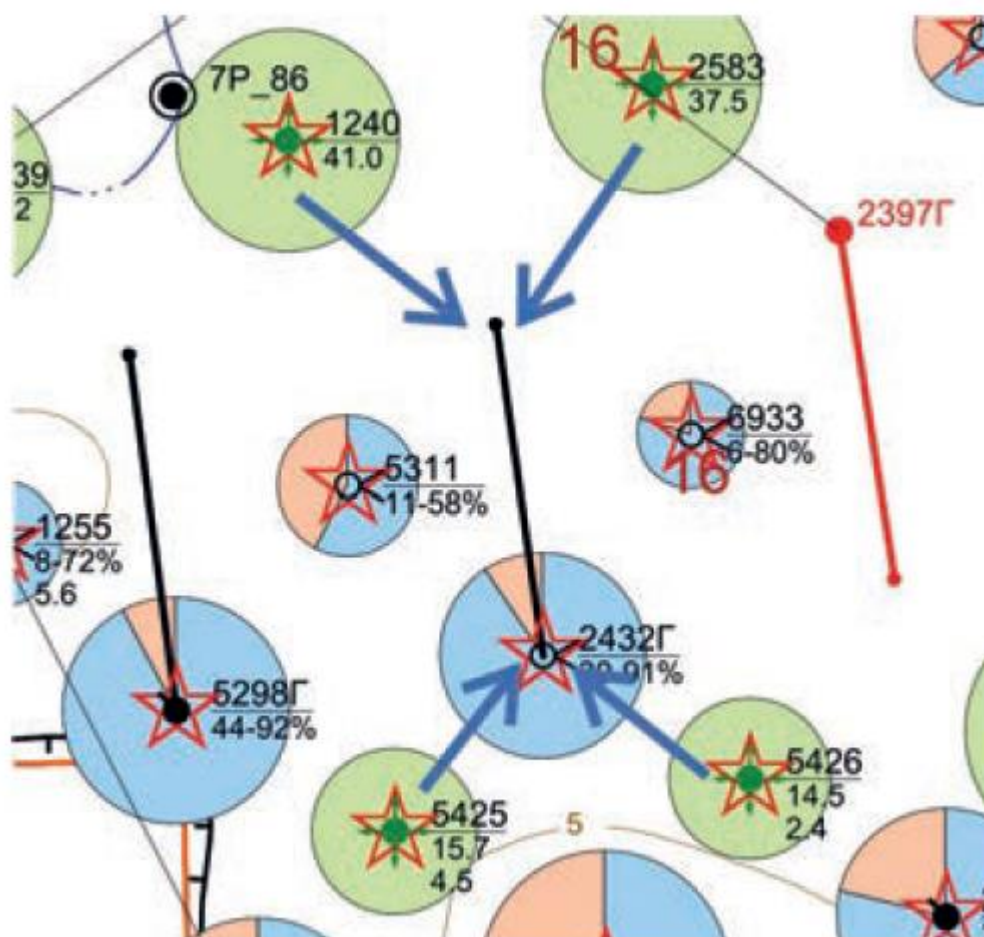


Рисунок 12. Район скважины 2432Г/16 Тевлинско- Русскинского месторождения

Таким образом, для каждой из скважин отмечена зависимость влияния расположенных вблизи нагнетательных скважин на профиль притока по горизонтальному стволу, что дает возможность управлять выработкой запасов участков пласта путем регулирования приемистости нагнетательных скважин, осуществлять визуализацию показателей выработки запасов с комплексным количественным и качественным анализом влияния проведенного МГРП.

По результатам исследования сделан вывод, что перспективными направлениями применения маркерных технологий могут являться:

1) закачка маркеров в нагнетательные скважины с совместным размещением маркированного материала в горизонтальных добывающих скважинах в целях комплексной оценки эффективности системы ППД,

определения фильтрационных потоков в пласте и их взаимосвязи с работой ГС;

2) адаптация существующих геологических и гидродинамических моделей на основании аналитических данных мониторинга с прогнозированием и подбором наиболее оптимальных параметров добычи и разработки.

### 3.3 Использование устройств контроля притока

Для эффективной работы скважины необходимо уделять большое внимание обоснованию и выбору рациональной конструкции забоя добывающих скважин. Рассмотрим основные типы устройств контроля притока на рисунке 24.



Рисунок 24 – Основные типы устройств контроля притока.

Пассивные устройства контроля притока (ICD). ICD является пассивным ограничителем потока, предназначенных для управления потока текучей среды из пласта в скважину. В состав таких устройств входит ограничитель потока, который создает дополнительный перепад давления, зависящий от объема поступающей жидкости: чем выше дебит, тем больше перепад давления. Данное устройство ограничивает приток из высокопроницаемых участков, выравнивая фронт вдоль ствола скважины. В настоящее время различают несколько типов: штуцерные, сопловые, трубчатые, винтовые и лабиринтные.

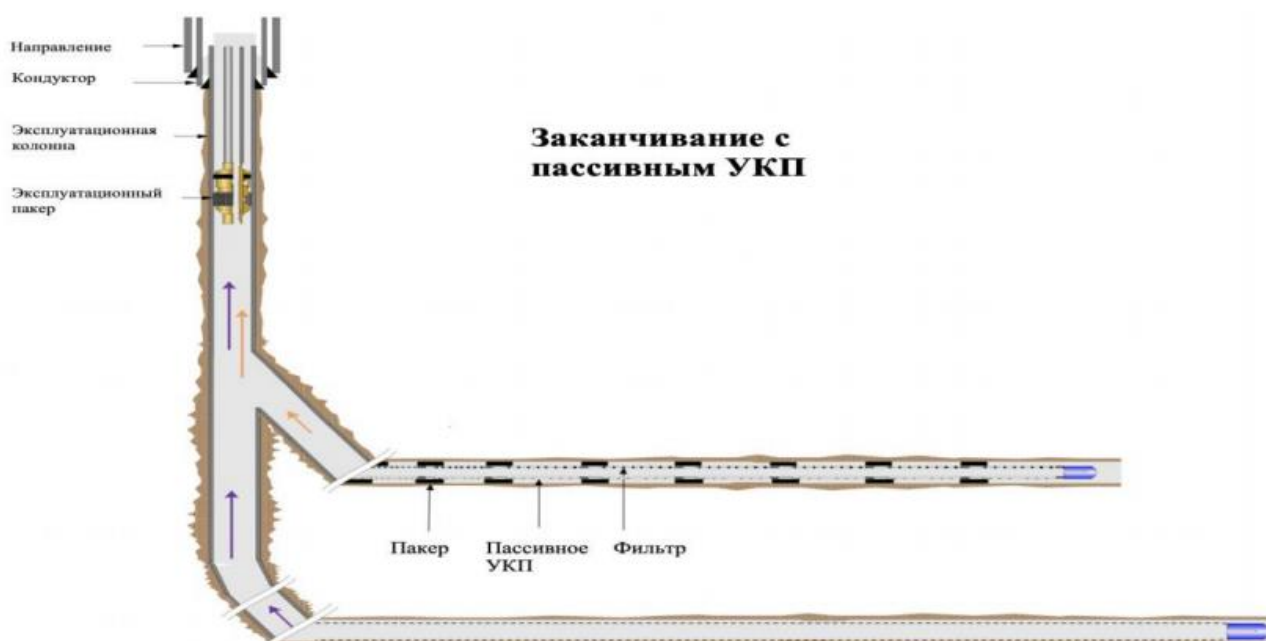


Рисунок 25 – Компоновка заканчивания скважины с пассивным УКП

Таблица 2 – Основные типы пассивных устройств контроля притока

Виды	Производитель	Особенности
Штуцерный	Weatherford Schlumberger ResLink	Гидравлическое сопротивление за счет наличия штуцеров в системе
Сопло	Weatherford	Больше подвержен эрозии от высоких скоростей потока
Трубчатый	Halliburton	Гидравлическое сопротивление за счет использования трубок в системе
Винтовой	Baker Hughes	Потеря давления в результате трения, возникающего по мере движения флюида по винтовому участку
Лабиринтный	Baker Hughes	Потеря давления в результате трения, возникающего по мере движения флюида в лабиринте. Менее подвержен эрозии

### *Активные устройства контроля притока (ICV)*

ICV, в отличие от ICD, являются «активными» устройствами. Контроль проводится с поверхности, чтобы уменьшить нежелательную добычу жидкости, улучшить коэффициент извлечения, избежать дорогостоящих вмешательств в скважину и уменьшить неопределенность добычи.

Активные УКП также можно разделить на три типа:

- 1) Двухпозиционные клапаны с двумя положениями; либо полностью открытый, либо полностью закрытый;
- 2) Многопозиционные клапаны (6-11 позиций);
- 3) Бесступенчатые клапаны, которые могут принимать любое положение. Эти клапаны обеспечивают максимально гибкое управление.

Сегодня технология ICV обеспечивает ограниченное количество клапанов на скважину. На сегодняшний день максимум 6 клапанов могут быть использованы в одной скважине. Это связано с необходимыми гидравлическими и электрическими контрольными линиями для обеспечения срабатывания клапанов. Различают электрические, гидравлические и электрогидравлические клапаны.

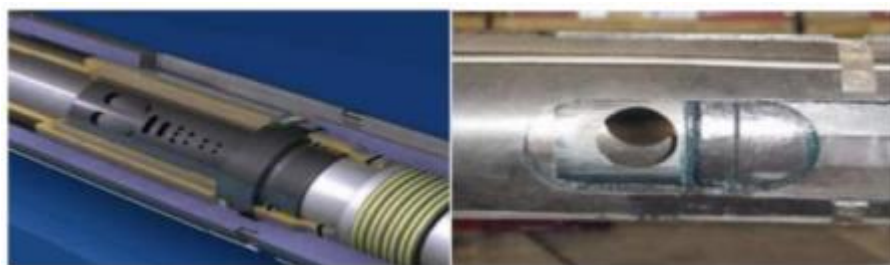


Рисунок 26 – Многопозиционный клапан и клапан с неограниченным количеством позиций

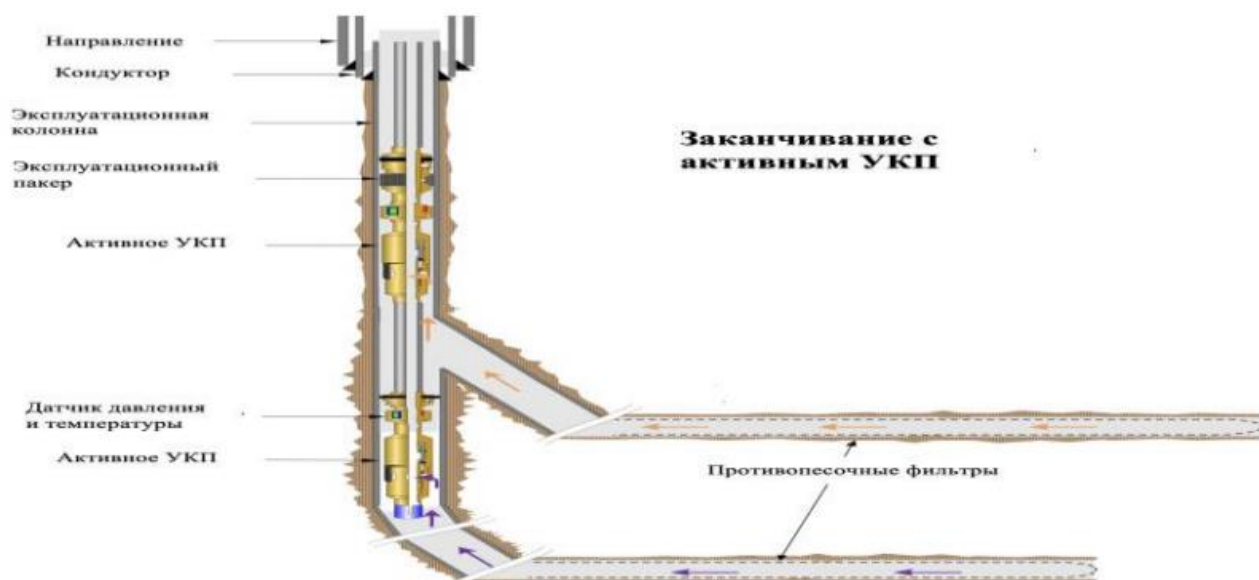


Рисунок 27 – Компоновка заканчивания скважины с активным УКП

### ***Автономные устройства контроля притока***

Автономные УКП, в отличие от пассивных устройств, способны ограничить приток именно нежелательной фазы после ее прорыва, не уменьшая начальный приток нефти в скважину. АУКП производит разделение фаз, увеличивая производительность пассивного УКП, создавая дополнительное ограничение потока для нежелательных флюидов.

Особенности АУКП:

- Возможность корректировки характеристик дренирования;
- Работает автономно;
- Не требует вмешательства;
- Возможность блокирования внутренней зоны или давления притока в случае прорыва воды или газа;
- Большее блокирование флюидов высокой плотности, а также быстрое блокирование притока нефти, воды или газа;
- Препятствуют заводнению скважины, что позволяет контролировать уровень притока и блокировать поступление нежелательных флюидов, способствует быстрому восстановлению скважины, низкой обводненности и оптимальной добыче.

Рассмотрим два известных коммерческих продукта, успешно прошедших испытания в полевых условиях: RCP (Rate Control Producton) клапаны компании

Tendeka и FD (Fluid Diode) компании Halliburton.

#### 1) Технология RCP

Регулирование происходит таким образом, что в движущемся потоке флюидов наблюдается снижение давления. Чем больше скорость потока, тем сильнее в нем падение давления. Если скорость потока над диском достаточно высока, создавшийся перепад давления поднимает диск и блокирует область прохождения потока, что неизбежно приводит к запиранию потока. Поскольку скорости жидкостей различной вязкости отличаются в условиях одинакового заданного пользователем давления, запираение жидкостей разной вязкости дифференцировано. Действие АУКП основано на законе Бернулли, которое может быть выражено следующей формулой, без учета подъема и сжимаемости:

$$P_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2 = P_2 + \frac{1}{2} \rho v_2^2 + \Delta P_{\text{friction loss}}$$

Согласно данному уравнению, сумма статического и динамического давления, а также потери давления на трение по направлению течения постоянна. На этом феномене и основана работа АУКП. Конструкция АУКП включает только три компонента: корпус клапана, сопло и диск (рисунок 28).

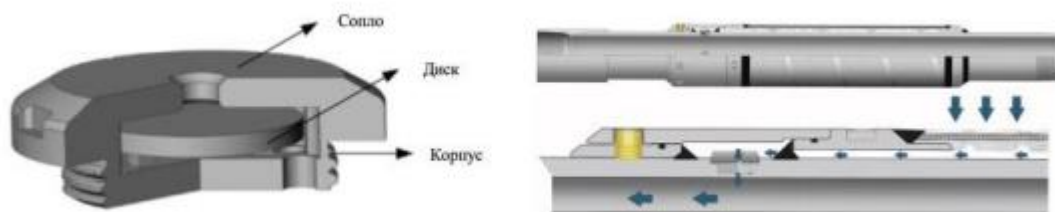


Рисунок 28 – Схема клапана RCP и движения потока через УКП

Каждое соединение RCP-AICD обычно имеет до четырех резьбовых



портов. Устройство может ввинчиваться непосредственно в основную трубу, а клапан может быть установлен или заменен в любое время. Пластовые флюиды через противопесочный фильтр поступают в корпус управления притоком, где установлен АУКП. Затем жидкости проходят через АУКП в трубу НКТ на поверхность вместе с продукцией из остальных участков. Когда газ или вода проходят через клапан АУКП, скорость движения будет увеличиваться, а динамическое давление уменьшаться. Чтобы ограничить скорость потока жидкостей с низкой вязкостью, диск начнет подниматься в направлении впускного отверстия, чтобы перекрыть поток.

## 2) Технология Fluidic Diode

АУКП с жидкостным диодом (FD), также известное как (Equipflow), работает по принципу вихря, согласно которому менее вязкая вода проходит более длинный путь, чтобы достичь сопла, испытывая более высокий перепад давления, чем для более вязкой нефти, которое поступает непосредственно в сопло. В отличие от других АУКП, жидкостный диод работает без движущихся частей. Данный факт позволяет снизить риск засорения и эрозионного повреждения инструмента.

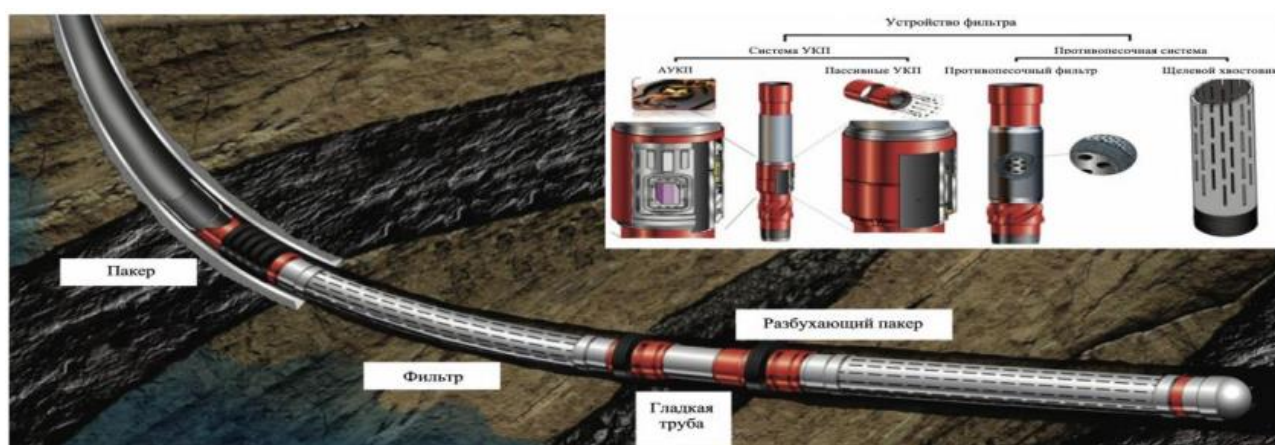


Рисунок 29 – Компоновка заканчивания с технологией FD

Вариант прохождения определяется: геометрией AICD, свойствами жидкости и скоростью потока жидкости. На рисунке 30 вязкая нефть идет

по короткому прямому пути к выходу, что приводит к высокой скорости потока.

Вода и газ вращаются перед выходом, создавая сильное ограничение и значительно снижая скорость.



Рисунок 30 – Движение потоков разных фаз

### ***Адаптивная система регулирования притока***

Самая доступная и перспективная на сегодня технология контроля притока является система адаптивного регулирования притока отечественной компании ВОРМХОЛС. Опытно-промышленные испытания АСРП на месторождении им. Ю. Корчагина проводились с ноября 2014 г. по февраль 2015 г. В результате чего по сравнению с предшествующим исследованием при фонтанировании через штуцер одного и того же диаметра 23,9 мм дебит нефти увеличился на 43,2 %.

Суточная добыча газа сепарации, пластовой воды и рабочий газовый фактор снизились соответственно в 1,36; 1,40 и 1,95 раза.

Система АСРП расположена в скважине, в продуктивной горизонтальной части ствола, и саморегулируется в зависимости от скорости и давления жидкости и ее фазового состава. Регулирование расхода достигается за счет конструкции специальных клапанов и расхода через них, что обеспечивает расчетный перепад давления клапанов для их открытия или закрытия при заданном расходе. В отличие от других ПСК, АСРП теоретически позволяет не только выровнять профиль притока и перенести время начала прорыва газа в скважину на более поздний срок, но и ограничить расход газовой фазы на заданном уровне в зоне прорыва (из-за снижения вязкости резко возрастает производительность интервалов



прорыва газа), позволяя скважине работать длительное время без существенного увеличения газового фактора.

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Аникину Ивану Валерьевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчёт экономической эффективности от внедрения технологии многостовольного заканчивания TAML 3 Lite на месторождении «Х»
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, нормативы операционных затрат на геолого-технические мероприятия по месторождению «Х»
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Базовая ставка НДС на нефть – 919 руб./т. Ежегодная ставка дисконтирования 20%

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Обоснование внедрения данной технологии с экономической точки зрения	Проведено обоснование внедрения технологии многостовольного заканчивания TAML 3 Lite с точки зрения экономической эффективности
Расчет экономической эффективности	Выполнены расчеты экономической эффективности внедрения технологии многостовольного заканчивания TAML 3 Lite

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2021
--	------------

## Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	К.Э.Н		27.03.2021г

## Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Аникин Иван Валерьевич		27.03.2021г

#### **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

В представленной магистерской диссертации рассмотрена технология многоствольного заканчивания TAML 3 Lite при реконструкции скважин методом зарезки боковых стволов (ЗБС). Данная технология внедряется к на месторождении «Х» и позволяет максимизировать добычу, при бурении добывающих, а также увеличить точки нагнетания, при бурении нагнетательных скважин, что в свою очередь позволяет улучшить разработку месторождения и увеличить эффективность экономики предприятия.

По сравнению со стандартным TAML 3 затраты сокращаются, ввиду отказа от дивертора, который позволяет получить доступ в материнский ствол, так как в данном конструктивном элементе нет необходимости именно в применении рассматриваемой компании. Но если сравнивать технологию с ЗБС по стандартной конструкции происходит увеличение капитальных затрат, которое нивелируется дополнительной добычей от бокового ствола, включенного в работу совместно с материнским стволом.

В нефтегазодобывающих компаниях для внедрения каких-либо технологических решений используется паспорт повышения производственной эффективности (ППЭ), который согласовывается экономическим экспертом компании, а также Вице-президентом.

Для наглядной оценки экономической эффективности, необходимо рассматривать ожидаемую ситуацию, при внедрении технологии многоствольного заканчивания TAML 3 Lite в сравнении с текущей ситуацией – стандартная реконструкция скважин методом ЗБС. Так как в разные года расчета экономический эффект будет отличаться, необходимо брать в рассмотрение пятилетний период.

При использовании ЗБС с технологией многоствольного заканчивания TAML 3 Lite показатели добычи будут больше, чем при стандартном ЗБС

за счет сохранения добычи с материнского ствола. Наглядно это представлено в таблице 4.

Таблица 4 – Накопленная добыча нефти при стандартной технологии ЗБС и с использованием TAML 3 Lite

Технология	Единица измерения	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Накопленная добыча нефти при стандартном ЗБС</b>	тыс.тн.	21	14	11	9	7	6
<b>Накопленная добыча нефти при ЗБС с использованием TAML 3 Lite</b>	тыс.тн.	25	18	14	11	10	8

Чтобы определить выручку от планируемой добытой нефти умножаем накопленную добычу нефти за год на цену от реализации нефти. Все параметры взяты с макропараметров, закрепленных стандартами и документацией Обществ Группы. Формула для расчета выручки от добычи нефти приведена ниже:

$$B = Q_{\text{нак}} * C_p,$$

(1)

где B – выручка от добычи нефти, тыс.руб.;

$Q_{\text{нак}}$  – накопленная добыча нефти за 1 год, тыс. тн.,

$C_p$  – цена реализации нефти, руб./тн.

Цена реализации нефти рассматривается в формуле 2 умножением цены на нефть на стоимость доллара в рублях:

$$C = C_n * C$$

(2)

где,  $C_n$  – цена на нефть, руб/тн.,

C – стоимость доллара в рублях, руб/1\$.

Цена на нефть определяется качеством нефти, подведенной под определенную марку или нефть, оцениваемая в компании определенным качеством товарной нефти на экспорт.

Стоимость доллара в рублях оценивается на основе текущих показателей экономики и поведения рынка, по тренду которого делают прогноз на следующие года, чтобы посчитать стоимость в каждый год добычи пятилетнего периода. Вышесказанные параметры приведены в таблице 5 с основными макропараметрами, необходимыми для проведения расчетов экономической эффективности.

Таблица 5 – Экономические макропараметры для расчета экономической эффективности от добычи нефти

Параметр	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Цена нефти, \$/тн.	274.3	289.8	298.7	322.4	320.4	318.7
Стоимость 1\$, руб.	71.94	73.8	74.7	75.5	75.9	76.3
Цена нефти, руб./тн.	19 732	21 385	22 311	24 340	24 319	24 319

Основными показателями сравнения цен являются такие статьи расходов, как капитальные и операционные.

В капитальные затраты при рассмотрении технологии TAML 3 Lite при реконструкции скважин методом ЗБС входит:

- затраты на строительство скважины силами бурового подрядчика;
- затраты на сервисные услуги (цементирование, растворы, геолого-технические исследования, наклонно-направленное бурение, геофизические комплексы в процессе бурения и пр.) силами подрядчика по сервисным услугам;
- затраты на материально-технические ресурсы;
- затраты на освоение силами подрядчика капитального ремонта скважин (КРС).

Капитальные расходы включают в себя множество статей, связанных со строительством скважин, и подразумевают разовые затраты (некоторые перед началом строительства, некоторые по результату). При рассмотрении

затрат на реконструкцию скважин методом зарезки боковых стволов с использованием технологии многоствольного заканчивания TAML 3 Lite (ожидаемая ситуация) в сравнении со стандартным заканчиванием скважин, реконструированных методом ЗБС при ликвидации материнского ствола суммарные капитальные расходы равны соответственно 160447000 руб. и 155237000 руб. Разница выходит 5210000руб., что значительно не велико, в сравнении с дополнительной выручкой от сохранения добычи нефти с материнского ствола.

Статьи операционных расходов при добыче нефти что в случае с использованием TAML 3 Lite, что в случае стандартного заканчивания при реконструкции скважин методом ЗБС одинаковые и траты включают в себя постоянно изменяющиеся эксплуатационные расходы, зависящие от объема добытой жидкости. Данные статьи указаны в таблице 3. Растраты вычисляются по нормативам, также приведенным в таблице 3.

Чтобы определить суммарные эксплуатационные затраты на добычу с одной скважины, необходимо умножить нормативы затрат на добычу и перекачку, а также подготовку нефти и сложит перемноженные норматив затрат на обслуживание скважин на количество скважин, взятых в расчет, т.е. одну. Наглядно это описывается в формуле 3.

$$З_{\text{э}} = (Н_{\text{диПН}} + Н_{\text{ПН}}) * Q_{\text{нак}} + Н_{\text{ОС}} * n, \\ (3)$$

где  $З_{\text{э}}$  – эксплуатационные затраты, тыс.руб.,

$Н_{\text{диПН}}$  – нормативный показатель затрат на добычу и перекачку нефти, руб./тн. (таблица 3),

$Н_{\text{ПН}}$  – нормативный показатель затрат на подготовку нефти, руб./тн. (таблица 3),

$Н_{\text{ОС}}$  – нормативный показатель на обслуживание скважин, руб./год на 1 скважину (таблица 6);

$n$  – количество скважин, шт.

Таблица 6 – Нормативные статьи операционных затрат при эксплуатации нефтяных скважин

Нормативы операционных затрат для геолого-технических мероприятий	Норматив
<b>Затраты на добычу и перекачку жидкости, руб./тн</b>	15.7
в т.ч. электроэнергия	15.6
<b>Затраты на подготовку нефти, руб./тн</b>	41.8
в т.ч. электроэнергия	27.1
<b>Обслуживание нефтяных скважин, тыс. руб./год на скв</b>	5 509.8
в т.ч. Фонд заработной платы и сервис	1 505.7

Основные статьи расходов операционных затрат располагаются в таблице 7, по двум сравниваемым технологиям, за определенный год.

Таблица 7 – Операционные затраты по двум сравниваемым технологиям

Статьи затрат	Единица измерения	Технология	Всего	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Эксплуатационные затраты</b>	тыс.руб.	ЗБС с TAML3 Lite	34413	5907	5787	5730	5690	5660	5638
		ЗБС стандарт. заканчивание	34126	5839	5730	5682	5651	5620	5604
<b>Затраты на добычу и перекачку жидкости</b>	тыс.руб.	ЗБС с TAML3 Lite	1 354	397	278	221	180	150	128
		ЗБС стандарт. заканчивание	1 068	330	220	173	141	110	94
<b>Обслуживание нефтяных скважин</b>	тыс.руб.	ЗБС с TAML3 Lite	33059	5510	5510	5510	5510	5510	5510
		ЗБС стандарт. заканчивание	33059	5510	5510	5510	5510	5510	5510

Также одними из важных статей расходов являются налоги. При расчете данного случая рассмотрим два вида налогов: налог на добавочную стоимость (НДС) и налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

В расчете налогообложения по статье НДС в рассматриваемом варианте принимается 20% от выручки при добыче нефти. Ставка принимается на основании п. 3 ст. 164 НК РФ.

В расчете налогообложения по статье НДС в рассматриваемом варианте с 1 января 2017 года за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной базовая ставка НДС составляет 919 руб. за тонну (статья 342 НК РФ). А в иных случаях расчет ведется в соответствии с вышеприведенной статьей 342 НК РФ и имеет более сложную структуру, в зависимости от качества нефти и условиях, в которых добывается полезное ископаемое, т.е. в данном случае нефти.

НДС и НДС по рассматриваемым вариантам при реконструкции скважин методом ЗБС с использованием технологии многоствольного заканчивания TAML 3 Lite, а также со стандартным заканчиванием представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Статьи НДС и НДС по рассматриваемым вариантам

Показатель	Технология	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>НДС, тыс.руб.</b>	ЗБС с TAML3 Lite	82748	60768	48999	42313	34217	28400
	ЗБС стандарт. заканчивание	99832	75600	62712	55890	46595	39791
<b>НДС, тыс.руб.</b>	ЗБС с TAML3 Lite	23248	16244	12915	10551	8804	7518
	ЗБС стандарт. заканчивание	19270	13057	10092	7988	6465	5366

Для подсчета эффективности мероприятия по NPV необходимо рассмотреть дисконтированный денежный поток, который получается путем дисконтирования чистого денежного потока.

Чистый денежный поток выражен разницей всех положительных потоков (выручка от добычи нефти) отняв все отрицательные потоки наличности (капитальные затраты, операционные затраты, НДС, НДС) и вычисляется по формуле 4:

$$NCF = \sum F_+ - \sum F_-,$$

(4)

где ,  $NCF$  – чистый денежный поток, тыс.руб.,

$\sum F_+$  – положительный денежный поток, тыс.руб.,



$\sum F_-$  – отрицательный денежный поток, тыс.руб.

Для того, чтобы провести дисконтирование денежного потока, необходимо определить коэффициент дисконтирования, то есть привести платежи каждого последующего года к текущей рассматриваемой экономической ситуации. Начало дисконтирование примем датой начала внедрения технологии, т.е. 2021 год. В рассматриваемом варианте ставка дисконтирования принимается равной 20%.

Коэффициент дисконтирования рассчитывается по формуле 5:

$$K_d = \left(1 + \frac{r}{100}\right)^{i+0,5}, \quad (5)$$

где  $K_d$  – коэффициент дисконтирования, д.ед.

$r$  – ставка дисконтирования, %;

$i$  – рассматриваемый период времени.

Разделив чистый денежный поток на коэффициент дисконтирования получим дисконтированный поток, приведенный к настоящему времени и текущей экономической обстановке, который называется NPV и рассчитывается по следующей формуле:

$$NPV = \frac{NCF}{K_d}, \quad (5)$$

где NPV – дисконтированный денежный поток, тыс.руб.

Итоговая таблица включаемых в расчет данных по стандартной технологии заканчивания реконструкции скважины методом ЗБС приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Итоговые экономические показатели по скважине реконструированной методом ЗБС со стандартным заканчиванием

Показатель	Ед.изм.	Итого:	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Кол-во ЗБС (ввод) стандартно го типа</b>	шт.	1	1	0	0	0	0	0

<b>Доп. добыча нефти</b>	тыс.тн.	68	21	14	11	9	7	6
<b>Выручка от доп.добычи</b>	тыс.руб.	1487222	413741	303838	244997	211563	171084	141999
<b>САРЕХ:</b>	тыс.руб.	155237	155237	0	0	0	0	0
<b>Стоимость одной операции ЗБС</b>	тыс.руб.	155237	155237	0	0	0	0	0
<b>Стоимость системы Taml 3 Lite</b>	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0
<b>Налоги</b>		359682	102018	73825	59091	50301	40682	33766
<b>ОРЕХ:</b>	тыс.руб.	34126	5839	5730	5682	5651	5620	5604
<b>Обслуживание нефтяных скважин</b>	тыс.руб.	33059	5510	5510	5510	5510	5510	5510
<b>Затраты на добычу и перекачку жидкости</b>	тыс.руб.	1068	330	220	173	141	110	94
<b>Поток наличности</b>	тыс.руб.	446774	144509	97808	70067	52987	43503	37900
<b>Кд</b>			1.1	1.3	1.6	1.9	2.3	2.7
<b>NPV</b>	тыс.руб.	311789	131918	74405	44418	27992	19152	13904
<b>Накопленный NPV</b>	тыс.руб.		131918	206324	250742	278734	297885	311789

Итоговая таблица включаемых в расчет данных по технологии многоствольного заканчивания TAML3 Lite при реконструкции скважины методом ЗБС приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Итоговые экономические показатели по скважине реконструированной методом ЗБС с использованием

Показатель	Ед.изм.	Итого:	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Кол-во ЗБС (ввод) стандартного типа</b>	шт	1	1	0	0	0	0	0
<b>Доп. добыча нефти</b>	тыс.тн.	86	25	18	14	11	10	8
<b>Выручка от</b>	тыс.руб.	1902098	499160	378001	313559	279448	232976	198954

<b>доп.добычи</b>								
<b>CAPEX:</b>	тыс.руб.	160447	160447	0	0	0	0	0
<b>Стоимость одной операции ЗБС</b>	тыс.руб.	155237	155237	0	0	0	0	0
<b>Стоимость системы Taml 3 Lite</b>	тыс.руб.	5 210	5 210	0	0	0	0	0
<b>Налоги</b>		459701	123080	91844	75627	66441	55399	47309
<b>OPEX:</b>	тыс.руб.	34 413	5 907	5 787	5 730	5 690	5 660	5 638
<b>Обслуживание нефтяных скважин</b>	тыс.руб.	33 059	5 510	5 510	5 510	5 510	5 510	5 510
<b>Затраты на добычу и перекачку жидкости</b>	тыс.руб.	1 354	397	278	221	180	150	128
<b>Поток наличности</b>	тыс.руб.	578671	175472	123050	91288	71886	61421	55554
<b>Кд</b>			1.1	1.3	1.6	1.9	2.3	2.7
<b>NPV</b>	тыс.руб.	397 058	160184	93607	57871	37976	27040	20381
<b>Накопленный NPV</b>	тыс.руб.		160184	253791	311662	349638	376677	397058

Для представления результатов расчета экономической эффективности приведена гистограмма (рисунок 33), где отображены два столбца, первый показывает экономический эффект NPV при реконструкции скважины методом ЗБС со стандартным заканчиванием, второй – NPV при реконструкции скважины методом ЗБС с использованием технологии TAML 3 Lite.

## NPV (Экономический эффект), млн.руб.

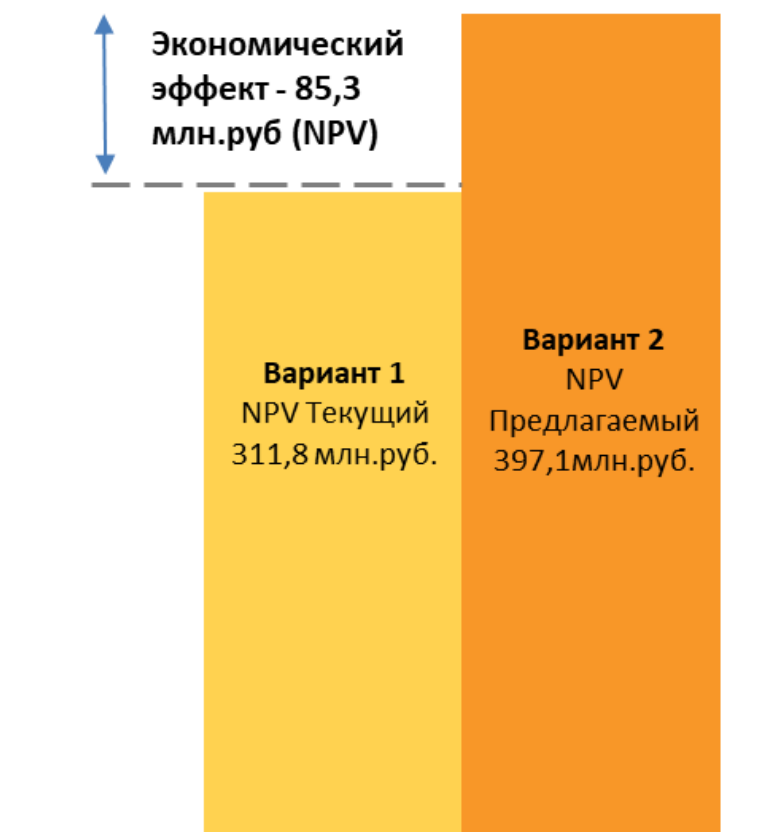


Рисунок 33 – Экономический эффект от внедрения технологии многоствольного заканчивания TAML 3 Lite при реконструкции скважин методом зарезки боковых стволов

В результате по гистограмме на рисунке 1 видно, что экономическая эффективность от реализации проекта составляет 85,3млн.руб. за пятилетний период эксплуатации единичной скважины с многоствольным заканчиванием TAML 3 Lite.

Рассматриваемая технология TAML 3 Lite приносит большой экономический эффект для предприятия, тем более в случае больших объемов работ, т.е. при большом количестве скважин, законченных по данной технологии. Бурение ЗБС со стандартным заканчиванием также эффективно, но технология TAML 3 Lite позволяет увеличить объем добычи, сохранив при этом в работе материнский ствол и, тем самым, дополнительно увеличить прибыль предприятия.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ94	Аникину Ивану Валерьевичу

<b>ШКОЛА</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

**Тема дипломной работы: «Повышение эффективности заканчивания и эксплуатации скважин в процессе разработки месторождения Х»**

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<b>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• вредных проявлений факторов производственной среды <ul style="list-style-type: none"> <li>• (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> </ul> </li> <li>• опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) <ul style="list-style-type: none"> <li>• негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> </ul> </li> <li>• чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Рабочая зона – открытая кустовая площадка. Климат – резко континентальный. Технологический процесс обработки призабойной зоны (ОПЗ) водоизоляционными составами проводится круглогодично в соответствии с планом работ и другой документацией. ОПЗ связаны со следующими проявлениями:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредные вещества (кислоты и различные продукты реакции), а также метеоусловия;</li> <li>– агрегаты и процессы, происходящие в них с опасными веществами под большими давлениями, возможно возникновение пожара и взрыва.</li> </ul> <p>Негативное воздействие оказывается на атмосферу, гидросферу и литосферу, по причине утечек веществ, распыление и разлив нефтепродуктов и кислот.</p> <p>Чрезвычайные ситуации в основном техногенного характера, они связаны с поломкой оборудования, его негерметичностью, пожаро– и взрывоопасностью.</p>
<b>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</b>	<p>ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.</p> <p>ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.</p> <p>ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.</p> <p>ИПБОТ 229-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при спуско-подъемных операциях (СПО) во время ремонта и освоения</p>

	скважин
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Производственная безопасность:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды</li> <li>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды</li> </ul>	Анализ вредных факторов при заканчивании скважины: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Микроклимат</li> <li>– Шум</li> <li>– Электрический ток</li> <li>–Загазованность рабочей зоны</li> </ul> Анализ опасных факторов при заканчивании скважины: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Пожароопасность</li> <li>– Движущиеся и вращающиеся части оборудования</li> <li>– Механические травмирование</li> </ul>
<b>2. Экологическая безопасность:</b>	Охрана окружающей среды, в зависимости от направления воздействия загрязняющих веществ (нефтепродуктов, различных химикатов и других): <ul style="list-style-type: none"> <li>- атмосфера (распыление веществ);</li> <li>- гидросфера (утечки веществ);</li> <li>- литосфера (разлив веществ).</li> </ul>
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	На кустовых площадках ЧС возникают в связи: <ul style="list-style-type: none"> <li>- с поломкой оборудования;</li> <li>- с негерметичностью трубопровода, запорных устройств и др.;</li> <li>- с пожарами.</li> </ul>
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. Организация труда на рабочем месте. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	15.03.21 г.
---	-------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		15.03.21 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Аникин Иван Валерьевич		15.03.21 г.

## 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

При разработке месторождений горизонтально разветвленными стволами необходимо грамотно выделять объект разработки по данным заканчивания и правильно выбирать соответствующую компоновку заканчивания. С учетом всех необходимых данных появится возможность достигать проектных показателей по добыче и КИН, а также увеличить экономическую рентабельность разработки.

В данном разделе проведен анализ опасных и вредных производственных факторов, условий труда и мероприятий, направленных на создание комфортных условий труда на рабочем месте.

Работы по заканчиванию скважин проводятся на открытых кустовых площадках месторождений. Климат: континентальный, температура в январе от  $-15^{\circ}\text{C}$  (на юге) до  $-40^{\circ}\text{C}$  (на севере). Средняя температура в июле от  $+5^{\circ}\text{C}$  (на севере) до  $+20^{\circ}\text{C}$  (на юге).

### 5.1. Производственная безопасность

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ на месторождении, представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [25].
2. Повышенное значение напряжения	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [26].
3. Повышенное значение вибрации		+	+	ГОСТ Р 55265.7-2012 (ИСО 10816-7:2009) Вибрация [29].
4. Повышенная запыленность и	+	+	+	ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе

загазованность рабочей				рабочей зоны [27].
5. Метеорологические условия	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [28].

Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

При добыче нефти и газа имеет место:

- 1) Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Перечень ПДК вредных веществ представлены в таблице 12. [27]

Таблица 12 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м3
Аммиак	20
Бензин- растворитель	300
Керосин	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной O <sub>2</sub>	4
Сероводород в смеси с углеводородами C1-C5	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды C1-C10	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ.

Во время ремонта скважины при наличии в воздухе рабочей зоны нефтяных паров и газов, превышающих ПДК, необходимо заглушить



скважину жидкостью необходимых параметров и качеств. Работы в загазованной зоне должны проводиться в противогазах.

## 2) Метеоусловия

Важным фактором в условиях сурового климата Западной Сибири является метеорологический фактор. Особенностью условий труда персонала на производственных объектах является работа, на открытом воздухе, а также перемещение по территории объекта и между объектами, частые подъемы на специальные площадки, находящиеся на высоте.

При низкой температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. Уменьшается подвижность конечностей в следствие интенсивной теплоотдачи организма, что сковывает движение. Это служит причиной несчастных случаев и аварий.

Нормирование метеорологических параметров устанавливает [28]

## 3) Повышенный уровень шума

В непосредственной близости от рабочего места оператора могут находиться машины КРС либо агрегаты для обработки призабойной зоны, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. [25]. Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противοшумные вкладыши.

## 4) Повышенный уровень вибрации

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины.

Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

#### 5) Повышенные значения напряжений

Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением.

Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения). Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил.

Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».

### **Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов**

Безопасность проведения спуско-подъемных операций зависит, в основном, от соблюдения «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при спуско-подъемных операциях (СПО) во время ремонта и освоения скважин»

К работам по спуско-подъемным операциям допускаются работники вахты ПРС и КРС после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к указанным работам.

#### 1) Требования промышленной безопасности перед началом работ.

Перед началом работы необходимо:

Привести в порядок спецодежду. Рукава и полы спецодежды следует застегнуть на все пуговицы, волосы убрать под головной убор. Одежду необходимо заправить так, чтобы не было свисающих концов или развевающихся частей. Обувь должна быть закрытой и на низком каблуке, запрещается засучивать рукава спецодежды и подворачивать голенища сапог; произвести обход обслуживаемого оборудования по определенному маршруту, проверить визуально состояние (целостность) агрегатов, механизмов и инструментов, наличие реагентов, приборов КИП и А; получить необходимые сведения от сдающего смену о состоянии оборудования, неисправностях, требующих немедленного устранения, и распоряжениях на предстоящую смену; ознакомиться со всеми записями в журналах: оперативном, дефектов, учета работ по нарядам и распоряжениям, распоряжениями, вышедшими за время, прошедшее с предыдущего дежурства. После окончания обхода сообщить руководителю работ о готовности смены к приемке. Запрещается: опробовать оборудование до приема смены; уходить со смены без оформления приема и сдачи смены. Перед началом ремонта скважина должна быть заглушена в порядке, установленном в технологическом регламенте. 2.5 Перед началом спуско-подъемных операций мастер бригады КРС, ПРС в его отсутствие бурильщик КРС, должны осмотреть механизмы и инструмент, рабочее место вахты, талевую систему (состояние каната, крепление неподвижного "мертвого" конца каната, состояние фундамента и крепление оттяжек к "мертвякам", работоспособность противозатаскивателя) и сделать соответствующую запись в "журнале проверки инструмента и оборудования".

Механизмы для свинчивания и развинчивания труб на устье скважины должны устанавливаться при помощи талевой системы и монтажной подвески и иметь регулируемую страховку ключа. При спуске и подъеме НКТ бурильщик КРС осуществляет управление

пневмоспайдером, а помощник бурильщика КРС осуществляет управление гидроключом для свинчивания и развинчивания НКТ.

## 2) Требования безопасности во время работы.

Во время подъема и спуска труб должны соблюдаться следующие правила:

Рабочие, работающие у устья скважины, должны отойти в сторону и наблюдать за подъемом и спуском; подходить к устью следует только после окончания подъема и спуска; элеватор должны переносить двое рабочих; нельзя класть трубу концом на ротор или на колонный фланец; для подтаскивания трубы к устью необходимо предварительно скатить ее со стеллажей на мостки в направляющий желоб; посадку труб на элеватор, клиновую подвеску, спайдер необходимо производить плавно; при спуске различных компоновок проходящие муфтовые соединения труб через клиновую подвеску, спуск необходимо производить с наименьшей скоростью во избежание зацепления муфтой за "сухари" клиновой подвески.

## 3) Требования безопасности по окончании работ.

После окончания спуско-подъемных операций необходимо загерметизировать устье скважины. Навести порядок на рабочем месте: собрать, почистить и уложить инструмент и приспособления [30].

## 5.2. Экологическая безопасность

### **Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду**

#### ***Загрязнение гидросферы***

Негативное воздействие планируемой разработки месторождения на недра возможно в процессе перфорации водоносных, нефтегазоносных пластов месторождения добывающими, нагнетательными, водозаборными и артезианскими скважинами; загрязнения недр реагентами буровых растворов при строительстве скважин; изъятия нефти и высокоминерализованной пластовой воды их продуктивных пластов месторождения; изъятия пресной воды из водоносных пластов.

Наибольшее негативное воздействие на недра оказывает строительство эксплуатационных скважин. При бурении скважин потенциальными источниками загрязнения недр являются материалы для приготовления, утяжеления и химической обработки буровых и тампонажных растворов, отходы бурения (выбуренный шлам, отработанные буровые растворы, сточные буровые воды), поступление нефти и минерализованных пластовых вод в горизонты подземных вод в результате перетоков по затрубному пространству скважин в случае его некачественного цементирования, нарушения целостности обсадных колонн, либо несоответствия конструкции скважин геолого-техническим условиям разреза.

При строительстве эксплуатационных скважин возможны осложнения, сопровождающиеся загрязнением подземных вод (поглощение бурового раствора; обвалы стенок скважин; нефтегазопроявления в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды; разжижение промывочной жидкости агрессивными пластовыми водами) [31].

### ***Загрязнение атмосферы***

Распыление и розлив нефти и нефтепродуктов, а также вторичные реакции и работа двигателей агрегатов сопровождается выделениями углекислого газа и метана в атмосферу. Потери при испарении легких фракций нефти во время хранения в резервуарах и производстве сливных и промывочных *операций*.

### ***Загрязнение литосферы***

В процессе строительства происходит разрушение почв и утрата ими плодородия. Основными источниками загрязнения почв в нефтегазовом строительстве являются нефтепродукты, проливаемые на землю при заправках или ремонте техники, промышленные и бытовые стоки, еще нередко сбрасываемые на стройплощадках и базах на рельеф, а также отходы стройматериалов и твердые бытовые отходы.

### **Обоснование мероприятий по защите окружающей среды**

Мероприятия по охране гидросферы:

В целях рационального использования недр и их охраны от негативного воздействия предусматривается:

- 1) Использование при строительстве новых скважин химреагентов в основном IV классов опасности
- 2) Изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства
- 3) Изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов
- 4) Сбор и обезвреживание отходов буровых работ

В целях исключения загрязнения водоносных горизонтов, возможных для использования в качестве источника питьевых вод, бурение скважин под кондуктор проводится с использованием буровых растворов, не содержащих нефть, фенолы, хроматы. Конструкция и технология проводки скважин обеспечивают надежную герметизацию водоносных и нефтеносных горизонтов, предотвращающую межпластовые перетоки и загрязнение подземных вод [31].

Для исключения поступления нефти при строительстве и эксплуатации скважин, в проницаемые водонасыщенные отложения, в скважинах предусмотрен спуск кондуктора для перекрытия неустойчивых отложений с установкой противовыбросового оборудования, разобщение водоносных горизонтов проводится спуском эксплуатационной колонны. Надежная изоляция в пробуренных скважинах всех нефтеносных, водоносных и проницаемых пластов проводится цементированием всех обсадных колонн, с проверкой качества цементирования колонн геофизическими и гидродинамическими методами. Качественная изоляция проницаемых пластов в затрубном пространстве устраняет возможность перетоков жидкости из одного объекта в другой, предотвращая ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта.

Герметичность обсадной колонны и зацементированного заколонного пространства проверяется опрессовкой.

Мероприятия по охране атмосферы: исключение случаев выбросов газа и разливов нефти путем своевременного осуществления сброса нефти и газа в аварийные емкости; оперативный сбор разлитой нефти; постоянный строгий контроль за выбросами в атмосферу транспортными средствами; проведение

мероприятий по рекультивации земель в случае их загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами согласно утвержденным методам.

Мероприятия по охране литосферы: постоянный контроль и мониторинг герметизации оборудования на предмет наличия утечек или коррозий. Своевременное их устранение.

### **5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

#### **Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований**

К основным видам аварий, происходящих в нефтегазовом комплексе, относятся: механические повреждения оборудования, сооружений, конструкций; разливы нефти; взрывы, пожары; внезапная разгерметизация; взрыв без возгорания; взрыв с пожаром; пожар без взрыва.

Эксперты выделяют три основные причины роста аварийности на производстве:

- 1) Природные (стихийные бедствия, погодные явления);
- 2) Человеческий фактор (неправильные действия обслуживающего технического персонала – 50,1%; отсутствие компетентности в вопросах установления причин аварийности; недостаток инженерно-производственной культур; нарушение требований правил безопасности при ослабленном техническом надзоре; низкое качество проектной документации; отсутствие договоров на обслуживание с профессиональными аварийно-спасательными

формированиями, как того требует федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»);

3) Технологический (экономия добывающих углеводороды компаний на обновление оборудования, создания специальных средств безопасности, в т.ч. экологической; высокий уровень износа производственных фондов).

### **Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при производстве объекта на предприятии**

Кустовая площадка предназначена для добычи углеводородного сырья, замера дебитов скважин, а также направления на транспортировку флюида в трубопровод. При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 13.

Таблица 13 – Анализ возможных аварийных ситуаций [32]

<b>Возможные аварии</b>	<b>Последствия</b>
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента, запорной арматуры, фланцевых соединений	1) Разлив химреагента в помещениях; 2) Загазованность помещения; 3) Отравление парами химреагента, химреагентом.
Пожар в производственном помещении	1) Выброс газа и разлив нефти в помещении; 2) Поражение людей продуктами сгорания; 3) Загазованность территории и помещения; 4) Розлив химреагента.
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	1) Выброс газа и розлив нефти в окружающую среду; 2) Загазованность территории; 3) Отравление газом, облив нефтью

### **Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС**

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки, имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую



аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций. Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек. На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод. Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью газотурбинных электростанций. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Наиболее типичная ЧС это – поломка оборудования, как следствие аварии.

Для исключения возникновения аварий и поломок необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов. Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он дает указания о переходе на нормальный режим работы.

### ***Расчет молниезащиты***

Мероприятия выполнены в соответствии с ПУЭ 7-е изд., СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» (далее СО) и РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» (далее РД).

В случае работ на кустовой площадке необходимо размещение молниеотводов для защиты комплексной трансформаторной подстанции (КТП) класса 10/0,4 кВ (длина: 3,06 м; ширина: 2,1 м; высота: 4,5 м) от воздействия молнии. Грунт: суглинок. Удельное сопротивление грунта: 100

Ом·м. Предпочтительный вариант молниезащиты: глубинное модульное заземление.

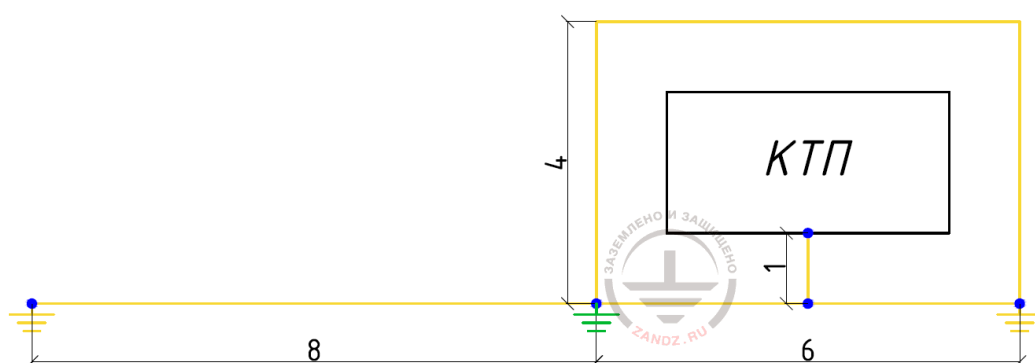
В соответствии с ПУЭ п.1.7.96, 1.7.97 и 1.7.104 для электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью (35-10 кВ) сопротивление ЗУ не должно превышать 4 Ом. В соответствии с ПУЭ п. 1.7.101 сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединены нейтрали генератора или трансформатора или выводы источника однофазного тока, в любое время года должно быть не более 4 Ом при линейном напряжении 380 В источника трехфазного тока.

Комплекс мероприятий по обеспечению необходимых требований к заземляющему устройству представлен следующими решениями:

установка двух вертикальных электродов длиной 10,5 м и одного вертикального электрода длиной 9 м, объединенных горизонтальным электродом из коррозионностойкой полосы стальной омедненной сечением 30х4 мм. Глубина заложения полосы 0,5 м;

до стены здания прокладывается горизонтальный заземлитель длиной 3 метра (полоса омеднённая сечением 30х4 мм).

Расположение элементов заземляющего устройства показано на рисунке 34.



Условные обозначения:





-  - вертикальный электрод длиной 10,5 м;
-  - вертикальный электрод длиной 9 м;
-  - горизонтальный электрод;
-  - зажим для подключения проводника (ZZ-005-064).

Рисунок 34 – Заземляющие устройства для защиты трансформаторной подстанции

Расчёт сопротивления заземляющего устройства:

1) Сопротивление горизонтального электрода:

$$R_{\text{гор}} = \frac{\rho}{2\pi L_{\text{гор}}} * \ln\left(\frac{2L_{\text{гор}}^2}{bh}\right) = \frac{100}{2*3,14*29} * \ln\left(\frac{2*29^2}{0,03*0,5}\right) = 6,38 \text{ Ом},$$

(1)

, где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$b$  – ширина полосы горизонтального электрода, м;

$h$  – глубина заложения горизонтальной сетки, м;

$L_{\text{гор}}$  – длина горизонтального электрода, м.

2) Сопротивление вертикального электрода:

$$R_{\text{верт}} = \frac{\rho}{2\pi L} * \left[ \ln\left(\frac{2L}{d}\right) + 0,5 * \ln\left(\frac{4T+L}{4T-L}\right) \right],$$

(2)

$$R_{\text{верт1}} = \frac{100}{2\pi * 10,5} \left( \ln \frac{2 * 10,5}{0,014} + 0,5 * \ln \frac{4 * 5,75 + 10,5}{4 * 5,75 - 10,5} \right) = 11,83 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{верт2}} = \frac{100}{2\pi * 9} \left( \ln \frac{2 * 9}{0,014} + 0,5 * \ln \frac{4 * 3,5 + 9}{4 * 3,5 - 9} \right) = 13,51 \text{ Ом};$$

где  $\rho_{\text{экв}}$  – эквивалентное удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$L$  – длина вертикального электрода, м;

$d$  – диаметр вертикального электрода, м;

$T$  – заглубление – расстояние от поверхности земли до заземлителя, м, которое рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{L}{2} + t, \quad (3)$$

где  $t$  – заглубление верха электрода, м.

$$R_{\text{верт1}} = \frac{100}{2*3,14*10,5} * \left[ \ln\left(\frac{2*10,5}{0,014}\right) + 0,5 * \ln\left(\frac{4*5,75+10,5}{4*5,75-10,5}\right) \right] = 11,83 \text{ Ом}.$$

(4)

$$R_{\text{верт2}} = \frac{100}{2*3,14*9} * \left[ \ln\left(\frac{2*9}{0,014}\right) + 0,5 * \ln\left(\frac{4*3,5+9}{4*3,5-9}\right) \right] = 13,51 \text{ Ом}.$$

(5)

3) Полное сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{3y} = \frac{1}{k_{\text{исп гр}} * \left( \frac{n_{\text{гор}}}{R_{\text{гор}}} + \frac{n_{\text{верт1}}}{R_{\text{верт1}}} + \frac{n_{\text{верт2}}}{R_{\text{верт2}}} \right)} = \frac{1}{0,635 * \left( \frac{1}{6,38} + \frac{2}{11,83} + \frac{1}{13,51} \right)} = 3,94 \text{ Ом}$$

(6)

где  $n$  – количество комплектов, шт;

$k_{\text{исп}}$  – коэффициент использования д.ед.

Расчётное сопротивление заземляющего устройства составляет 3,94 Ом, что ниже 4Ом, и, следовательно, рассчитанное расположение элементов молниезащиты достаточно, для нормальной работы кустовой трансформаторной подстанции на кустовой площадке нефтегазодобывающего промысла.

#### **5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Работы по закачиванию скважин проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [24]. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. При производстве труда работнику должны быть выделены специальная одежда и обувь, предоставлено рабочее место, оборудованное необходимым инструментом и приспособлениями, средства индивидуальной защиты.

Рабочее

место (помещение) должно быть оборудовано вентиляционными системами и средствами пожаротушения.

При производстве работ планировка рабочего места оператора по добыче нефти и газа должна обеспечивать безопасность труда, минимизацию движений и оперативную эвакуацию при аварийных ситуациях.

При организации рабочих мест операторов, а также во всех местах опасного производственного объекта, где возможно воздействие на человека вредных и опасных производственных факторов, должны быть предупредительные знаки и надписи. Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним в темное время суток должны быть освещены (освещение должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении). Расстояние между отдельными механизмами должно быть не менее 1 м., а ширина рабочих проходов – 0,75 м. Объекты, для обслуживания которых требуется подъем рабочего на высоту до 0,75м., оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75м – лестницами с перилами.

### **Выводы по разделу**

В данной главе рассмотрены требования промышленной безопасности при проведении работ в производственных условиях, был проведен анализ

основных опасных и вредных факторов, основных причин ухудшения экологии при работах в скважине.

Приведены меры по ликвидации влияния опасных и вредных факторов по предотвращению чрезвычайных случаев, а также представлена «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при спуско-подъемных операциях (СПО) во время ремонта и освоения скважин», на основании которой проводятся операции заканчивания скважин.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной магистерской диссертации был проведен анализ эффективности и прогноз применения технологии многоствольного заканчивания скважин TAML.

Применение систем многоствольного заканчивания TAML1 позволяет сохранить длительную работу бокового ствола без обвала открытого участка ствола, минимизировать риск подтягивания конусов воды и газа в маломощных коллекторах в интервалах срезки при реализации МЗС

Использование системы многоствольного заканчивания TAML3 Lite при реконструкции скважины методом ЗБС дает возможность сохранить добычу из материнского ствола, доизвлекать остаточные запасы в условиях невозможности добычи с действующего фонда скважин, снизить риск АГРП, перераспределить фронт вытеснения нефти и сохранить объемы закачки.

В экономической части был выполнен расчет эффективности технологии многоствольного заканчивания TAML 3 по стандартам компании. Рассчитан ожидаемый экономический эффект от зарезки бокового ствола с применением системы TAML-3 Lite с учетом сохранения добычи с материнского ствола.

Технология многоствольного заканчивания TAML имеет широкий спектр применения и при минимальных дополнительных затратах показывает высокую экономическую и технологическую эффективность, дает возможность увеличить коэффициент охвата пласта разработкой, что влечет к приближению значения коэффициента извлечения нефти к плановому значению.

Для достижения максимального эффекта, полноты выработки запасов, выполнения плановых показателей разработки, необходим качественный и количественный анализ возможности применения технологии многоствольного заканчивания TAML в непосредственной скважине,

учитывая геологические условия, критерии применимости и экономическую целесообразность мероприятия.

В экономической части был выполнен расчет эффективности технологии многоствольного заканчивания TAML 3 по стандартам компании. Рассчитан ожидаемый экономический эффект от зарезки бокового ствола с применением системы TAML-3 Lite с учетом сохранения добычи с материнского ствола.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бородич И.В., Ткачев Д.Г. Оценка перспектив применения технологии многостадийного ГРП и выбор оптимального типа заканчивания проектной скважины. // Экспозиция нефть газ. – 2016. – №1 (47). – С. 44-46.
2. Геофизические исследования скважин: Учебное пособие / Меркулов В.П. – Томск: ТПУ, 2008. – С. 9-15.
3. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геологопромысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.
4. Буракова С.В., Изюмченко Д.В., Минаков И.И., Истомин В.А., Кумейко Е.Л. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботуобинской залежи Чаяндинского НГКМ). // Вести газовой науки. – 2013. – №5 (16). – С. 124-132.
5. Мордвинов В.А., Мартюшев Д.А., Ладейщикова Т.С., Горланов Н.П. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин Озерного месторождения. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – №14. – С. 32–38.
6. Лубягина Н.В., Дягилев В.Ф. Анализ факторов, влияющих на эффективность применения горизонтальных скважин на объекте АВ11-2 Самотлорского месторождения. // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса материалы V региональной научнопрактической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых, Тюмень, 28 апреля 2015 г. – Тюмень, 2015. – С. 176-186.
7. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде: пер. с англ. – М.: Гостоптехиздат. – 1969. – С. 228-229.

8. Освоение эксплуатационных скважин: Учебное пособие / Мордвинов А.А. – Ухта: УГТУ, 2004. – С. 80-81.
9. Производительность скважин: Руководство / Мукерджи Х. – Москва. – 2001. – С. 52-66. 93
10. Колев Ж. М. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. - Тюмень, ТюмГНГУ, 2017. – С. 32-36.
11. Мухаметшина Р.Ю., Еличев В.А., Гусманов А.А., Усманов Т.С., Барина Л.Н., Спивак С.И., Буков О.В., Пасынков А.Г. Обоснование длины проектных горизонтальных скважин с учетом опыта эксплуатации существующих скважин на примере Энетльской площади Мамонтовского месторождения // Нефтегазовое дело. Т.3. – 2005. – С. 179-184.
12. Заканчивание скважин. Часть 1: Учебник для вузов / Подгорнов В.М. – М.: Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – С. 10-12.
13. Дайер С., Хилсман Г., Колфилд И., Дюфрен К., ГарсиаХ., Хили Д., Пауэрс Д., Махарадж М., Стадероли Д., Страки М., Уэбб Т. Проектирование заканчивания морских скважин. // Нефтегазовое обозрение. – 2007. С. 4-15.
14. Шамилов Ф. Оборудование и технологии ОРЭ НПФ «Пакер»: опыт эксплуатации. // Нефтегазовая Вертикаль. – 2014. №17-18. С. 91-93.
15. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: учебное пособие / Грачев С.И., Самойлов А.С. – Тюмень: ТюмГНГУ. – 2015. – 144 с.
16. Оборудование для борьбы с проникновением песка в скважину. Оборудование для заканчивания скважин. [Электронный ресурс]. – URL: (<https://www.slb.ru/upload/iblock/052/katalog-oborudovaniya-dla-borbi-speskoproyavleniem.pdf>).
17. Фрайя Х., Онер Э., Пулик Т., Джардон М., Кайя М., Паэс Р., Сотомайор Г., Умуджоро К. Новые подходы к строительству

многоствольных горизонтальных скважин // Нефтегазовое обозрение. – 2003. – № 14. – С. 44–67.

18. Пономарев Е. В., Зубов И. Н. Опыт бурения многозабойных скважин (МЗС) и Многоствольных скважин (МСС) и их заканчивание. Технологическое заканчивание горизонтальных скважин Ванкорского месторождения. [Электронный ресурс]. – URL: 94 ([http://techneft.ru/images/doc/sekcii/02\\_razrabotka\\_mestorozhdeniy/1\\_3\\_ponomarev.pdf](http://techneft.ru/images/doc/sekcii/02_razrabotka_mestorozhdeniy/1_3_ponomarev.pdf)).

19. Классификация многоствольных технологий TAML. [Электронный ресурс]. – URL: (<https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/142482-klassifikatsiyataml/>).

20. Агзамов Ф.А., Гбогбо А.М. Проблемы заканчивания горизонтальных скважин. // Нефтегазовое дело. – 2018. – №3. – С. 6-28.

21. Урванцев Р.В. интеллектуальное заканчивание горизонтальных скважин в условиях высокопроницаемых расчлененных коллекторов с маловызой нефтью // Международный студенческий научный вестник. – 2018. – № 2.

22. Семкин Д. А., Нухаев М. Т., Жаковщиков А. В. Проектирование и испытания систем заканчивания скважин для решения задач контроля и регулирования притока. // Экспозиция нефть и газ. – 2017. – С. 76-79.

23. Белова О.В., Волков В.Ю., Журавлев О.Н., Зорина И.Г., Крутиков А.А., Семикин Д.А., Скибин А.П. Разработка конструкции адаптивной системы регулирования притока для месторождения с применением CFD. // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. – 2014. – № 3. – С. 22-37.

24. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)

25. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

26. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов
27. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
28. ГОСТ 12.1.005-88. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
29. ГОСТ Р 55265.7-2012 (ИСО 10816-7:2009) Вибрация.
30. ИПБОТ 229-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при спуско-подъемных операциях (СПО) во время ремонта и освоения скважин
31. Панов Г. Е. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности / Г.Е. Панов, Л. Ф. Петряшин, Г. Н. Лысяный. – М.: Недра, 1986. -224 с.
32. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными постановлением Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. № 56.

**Приложение А**  
**(справочное)**

**IMPROVING THE EFFICIENCY OF WELL COMPLETION AND  
OPERATION DURING FIELD DEVELOPMENT X**

Студент

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ94	Аникин Иван Валерьевич		

Руководитель ВКР

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Руководитель ООП	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н..		

Консультант

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

## **Introduction**

In recent years, the oil and gas industry has seen a steady growth trend in the share of horizontal drilling. At the same time, there is an increase in both the total number of horizontal wells brought in from drilling, and the average length of the horizontal wellbore, as well as the number of multi-stage hydraulic fracturing (MHF) operations. At the same time, subsoil users often do not have reliable analytical information on the actual distribution of the formation fluid flow profile in horizontal wells. Traditional research methods using coiled tubing (CT) require the use of downhole tractors and the drilling of the sleeves of the multistage hydraulic fracturing assembly, which is associated with technical difficulties and risks of sticking and loss of tools in the well.

Thus, there is a shortage of tools that make it possible to substantiate the optimal length of horizontal boreholes and the number of stages of multistage hydraulic fracturing. In addition, difficulties arise in assessing the effectiveness of the reservoir pressure maintenance system (RPM), etc., which also does not contribute to the effective solution of the problems of production and development of fields operated using horizontal wells.

This problem can be solved through the use of alternative methods, which are becoming more and more widespread in the world oil industry, such as technologies of marker (tracer) studies of wells. The significant advantages of these methods include the absence of the need to perform downhole operations during the survey, the ability to obtain data on the selective inflow of water and oil for each interval in the monitoring mode for a long period of time, the absence of the need to shut down the well, etc.

**Analytical substantiation of options for shank components for monitoring the operation of side stores during the operation of wells**

Subsoil users often do not have reliable analytical information on the actual distribution of the formation fluid flow profile in horizontal wells. Traditional research methods using coiled tubing (CT) require the use of downhole tractors and the drilling of the sleeves of the multistage hydraulic fracturing assembly, which is associated with technical difficulties and risks of sticking and loss of tools in the well. Thus, there is a shortage of tools that make it possible to substantiate the optimal length of horizontal wells and the number of multistage hydraulic fracturing stages. In addition, difficulties arise in assessing the effectiveness of the reservoir pressure maintenance system (RPM), etc., which also does not contribute to the effective solution of the problems of production and development of fields operated using horizontal wells.

This problem can be solved through the use of alternative methods, which are becoming increasingly widespread in the global oil industry, such as marker (tracer) well logging technologies. The significant advantages of these methods include the absence of the need to perform downhole operations during the survey, the ability to obtain data on the selective inflow of water and oil from each interval in the monitoring mode for a long period of time, the absence of the need to shut down the well, etc.

For the subsequent monitoring of the operation of horizontal sidetracks in the liner assembly of production wells, together with the TAML-3 Lite multilateral well completion technology, it is proposed to use downhole tracer cassettes.

To control the departure of the working agent in injection wells, it is proposed to use inflow control devices in conjunction with the TAML-3 Lite technology.

### **Technology of marker studies of wells without downhole operations**

Well marker technology is based on the use of quantum marker-reporters, which are highly accurate indicators of formation fluid inflow. The technology implies the placement of markers in the wellbore or in the formation: 1) using a marked polymer-coated proppant injected during multistage hydraulic fracturing; 2) with the placement of marker composite materials in special downhole cassettes installed in the lower completion of the horizontal wellbore. Let's take a closer look at each of the options.

The thickness of the polymer coating is several tens of microns, so that the fractional composition of the proppant is not disturbed. Upon contact with the target formation fluid (water or oil), the proppant polymer shell degrades and releases markers, which, due to their small size and chemical inertness, cannot overcome the phase boundary and, being captured by any of the phases, remain in it forever.

When carrying out multistage hydraulic fracturing, a marked proppant of a certain code is pumped into each of the stages, which is formed during the production of markers by combining various types of quantum dots. The marked proppant is injected with the last proppant pack in order to ensure maximum contact when washing the formation fluid from the formation into the well (Figure 1).

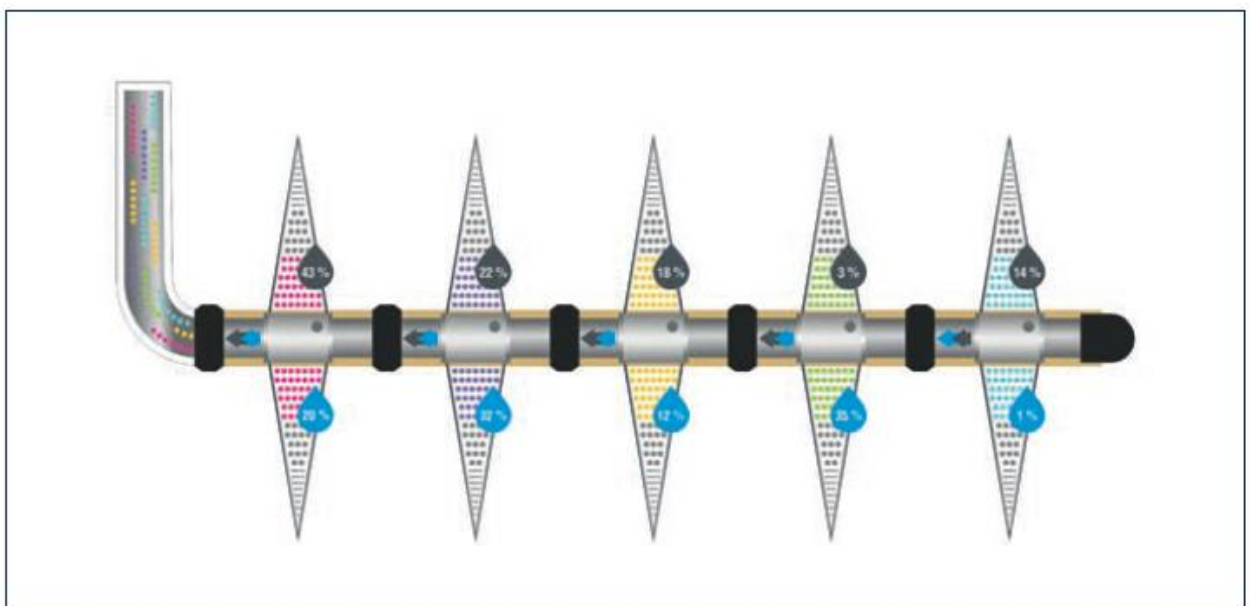




Figure 1 - Scheme of multistage hydraulic fracturing with injection of marked proppant with the last proppant pack

Figure 2 shows an alternative version of the technology with the placement of markers in cassettes as part of the lower completion assemblies.

In this case, polymer compositions with reporter markers are placed in cassettes of a special design. The appearance of the cassette is shown in Figure 3.

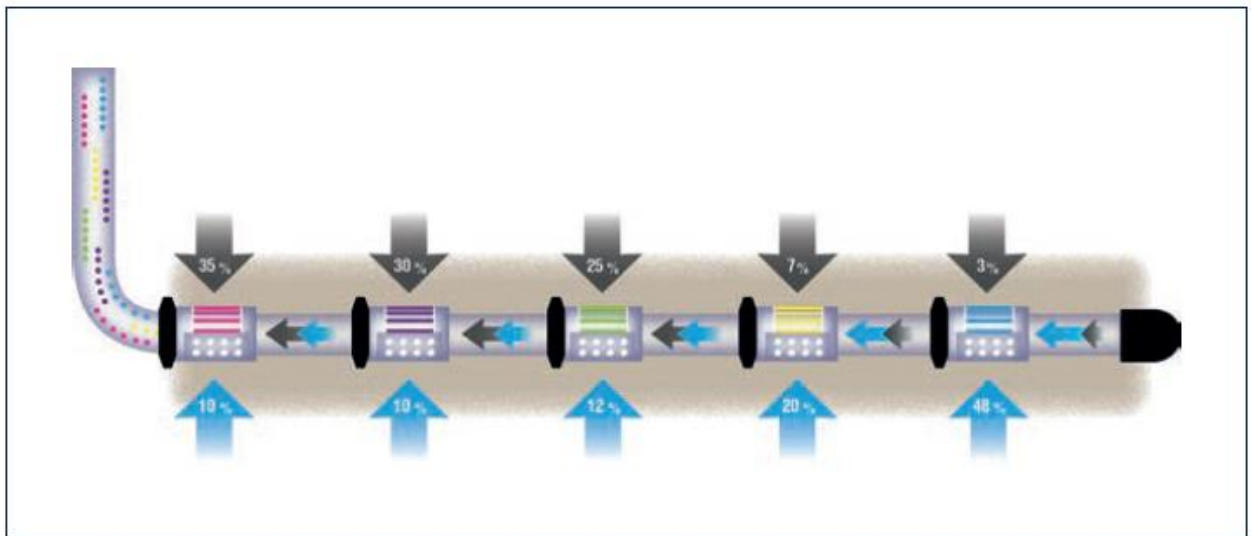


Figure 2 - Placement of markers in the completion assembly



Figure 3 - Downhole cassette with marked composite material

The marked material is an inhomogeneous microfilled composite - polymer granulate that performs various functions (Figure 4), including:

- 1) frame - providing strength properties that prevent the destruction or change in the geometric dimensions of the polymer particles;
- 2) filler - creation of hydrophilic and oleophilic diffusion channels by dissolution upon contact with water or oil, through which the marker-reporters migrate from the internal volume of the polymer to its surface;
- 3) quantum marker-reporters, which are highly accurate indicators of oil and water inflow.

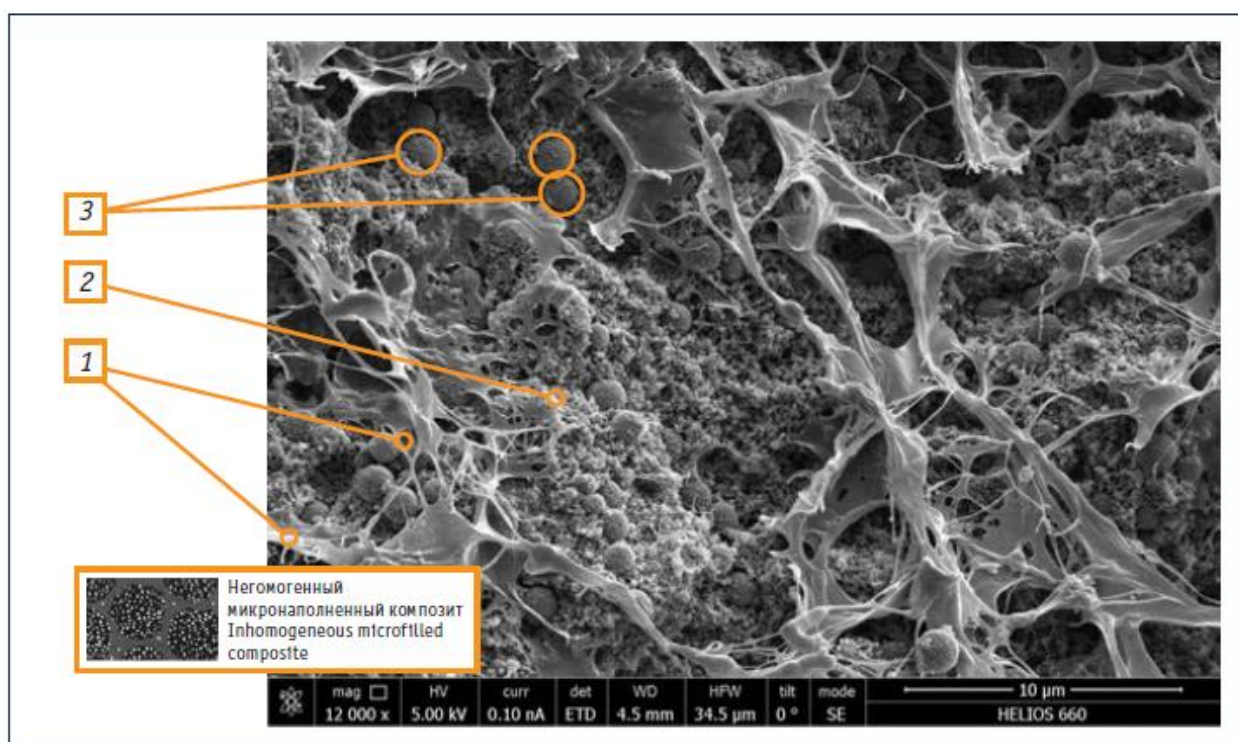


Figure 4 - A photograph of a marked composite with quantum marker-reporters in a scanning electron microscope: 1 - frame; 2 - filler; 3 - quantum markers - reporters

Thus, the marked granulate is a cross-linked polymer matrix that provides the release of quantum marker-reporters into the formation fluid with a stable concentration and duration.

The principle of operation of the technology is similar to that described earlier: the polymer coating reacts with the formation fluid, the reporter markers are washed out by water and oil. As a result, the water and oil phases of the fluid automatically are provided with their own inflow indicators. Well cassettes are selected based on the geological and technical characteristics of the well and the assembly of the lower completion assembly.

The decision support system based on the marker diagnostics technology can be described by segments of production, development, stimulation and drilling, possible technological measures in each segment and cumulative economic effect. To achieve the desired result, the process can be considered as iterative. At the same time, there are two approaches to applying the technology:

1. Local approach, when surveys are carried out on one well within the reservoir section. With this approach, the production segment is often the only area in which it is possible to make decisions based on the results of obtaining information. It is about identifying water / gas breakthrough intervals, carrying out waterproofing works and determining the optimal mode of operation of a horizontal wellbore. However, in practice, downhole interventions in horizontal boreholes are often not possible due to the widespread use of unequal downhole assemblies and non-drillable hydraulic fracturing sleeves.

2. An integrated approach, when surveys are carried out in a reservoir section, for example, with carpet coverage with 100% coverage of wells with marker diagnostics. Its features are: 6receiving a much larger array of data in the reservoir area and the possibility of better extrapolation and forecasting of data; 6 flexibility in making decisions on the segments of production, development, stimulation, drilling and, as a result, a greater economic effect; 6the possibility of integrating with other research methods (tracer studies, interference testing, vibroseismic monitoring, hydrodynamic modeling, decline-

analysis, multi-well deconvolution, etc.). The decision support system based on the marker diagnostics technology can be described by segments of production, development, stimulation and drilling, possible technological measures in each segment and cumulative economic effect.

Often, the oil and gas industry neglects the approach of the integrated application of innovative technologies that make it possible to increase the efficiency of production and development, since the costs of their use can reduce the estimated economic efficiency of projects. As a consequence, technologies are applied locally. However, due to the fact that there is often no objective opportunity to predict which particular well will face certain geological and technical problems, the value of using technologies with this approach is leveled. The comprehensive approach described earlier changes this paradigm. The objects of work are stochastically uncertain systems, the control processes of which can be considered on the example of the "Black Swan" theory, which analyzes difficult-to-predict and rare events that entail significant consequences. Since Black Swans are unpredictable, it is necessary not so much to try to predict them as to adapt to their existence. In some areas, for example, in scientific research or in venture capital investments, this approach has been actively used for a long time, when it is extremely profitable to bet on the unknown, because, as a rule, when you lose, the losses are small, and when you win, the profit is huge. By marking horizontal wells in a complex manner in a reservoir area, subsoil users with low capital costs in the future will be able to more targeted approach to solving specific geological and technical problems and challenges that arise in conditions of high uncertainty in the external environment.

The presented description of the decision support system makes it possible not only to bring the management of the production of reserves to a new level, but also to comprehensively approach the issue of optimizing

capital and operating costs in conditions of high uncertainty in the external environment.

### **Principle of identification of markers in reservoir fluid samples and well survey results**

After the completion of the field operation to place markers and in the course of further operation of the well, inflow studies are carried out by sampling formation fluid from the wellhead and analyzing them using a hardware-software complex by flow cytometry. This method is based on the study of media in the mode of one-by-one analysis of the elements of the dispersed phase by light scattering signals and allows to determine with high accuracy the quantitative distribution of "water" and "oil" markers of each code.

In the hardware-software complex, a jet of liquid with a diameter of several microns is formed, and all markers are lined up. The flux is irradiated by a laser and the marker of each code is individually identified by the light scattering signal - direct or lateral. Thus, the analysis of the concentration of markers of each code makes it possible to identify the percentage ratio of the phases (water and oil) of each investigated interval in the total well flow rate.

The process of identifying markers is fully automated and based on the use of machine learning algorithms, which makes it possible to identify markers with high accuracy and efficiency.

### **Well survey results**

Table 1 shows horizontal wells in which the marker technology for diagnosing inflow profiles was applied.

Table 1 - Wells studied using the technology of GeoSplit LLC

<b>Well number</b>	<b>Field</b>	<b>Number of intervals (ports of multistage</b>	<b>Type of the tracer system</b>
--------------------	--------------	---	----------------------------------

		hydraulic fracturing)	
1820Г	Imilorskoe	5	Marked proppant
6303Г	Kochevskoe		Interhole loaders
9442Г			Marked proppant
2432Г	Tevlinsko- Russkinskoe		Marked proppant

In the monitoring mode, inflow profiles were obtained on a monthly basis, based on the results of the analysis, the following was established:

- 1) the tributary profiles of horizontal wells (HW), as a rule, change over time;
- 2) the most typical inflow profiles of the investigated wells:
  - J-shaped (mainly the "heel" of the HS works);
  - L-shaped (mainly the "toe" of the HS works);
  - U-shaped (both the "heel" and the "toe" of the HS work mainly).

When analyzing the operating mode of the reservoir pressure maintenance system, it was found that the type of inflow profile of horizontal wells correlates with the location of injection wells in the surrounding area.

For example, for well. 1820 of the Imilorskoye field (West Siberian oil and gas province, Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug), the monitoring results are as follows (Figure 5):

- 1) there is a U-shaped inflow profile along the horizontal wellbore, turning into a J-shaped one and back;
- 2) the predominant work of ports No. 1, 4 and 5 was noted;

3) in the area of \ u200b \ u200bthe environment, the influence of injection wells is possible (Figure 6):

- well. 1864, 1867 - for the work of the "bow" part of the HS (ports No. 1, 2);
- well. 1865 - to work the "heel" part of the HS (ports No. 4, 5).

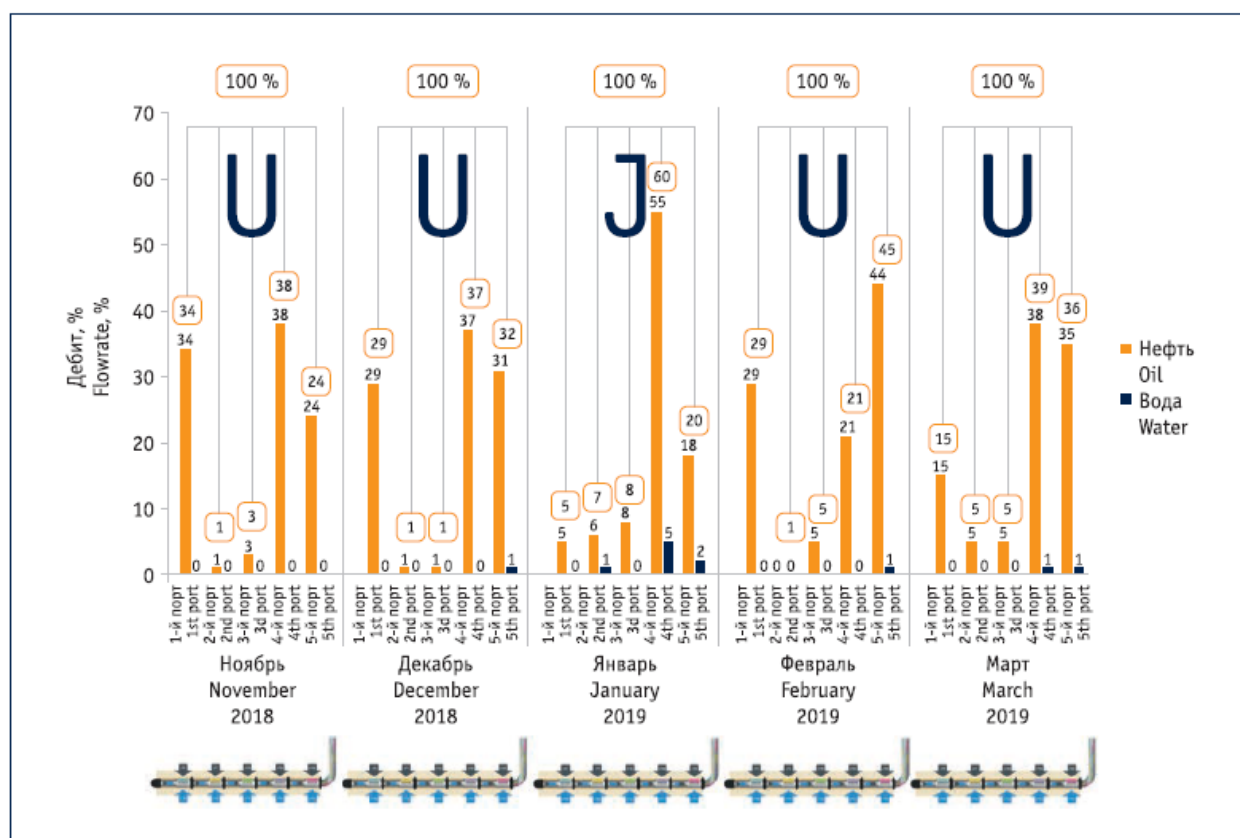


Figure 5 - Dynamics of the production intervals for oil and water of the well 1820g of the Imilorskoye field

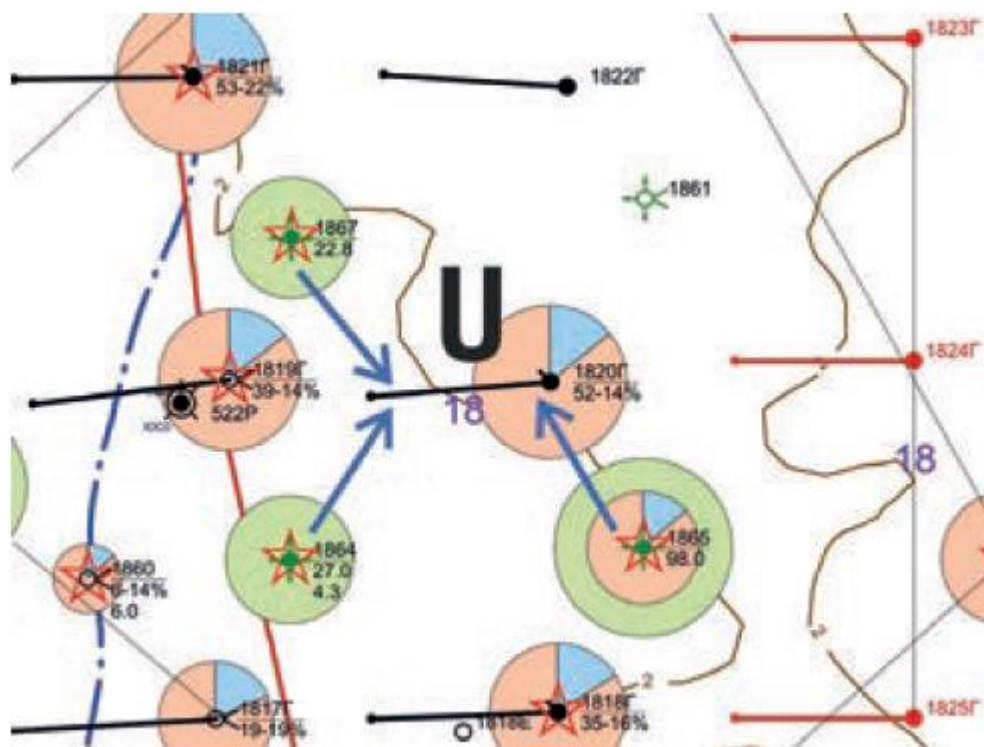


Figure 6 - Well area 1820g of the Imilorskoye field

For well. 9442g of the Kochevsky deposit, the monitoring results are as follows (Figure 7):

1), a J-shaped inflow profile is predominantly observed. The inflow of oil and water is most pronounced in port No. 4;

2) port No. 5 is practically not involved in the work;

3) in the surrounding area, the influence of injection wells is possible (Figure 8):

- well. 6308 - for the work of the "heel" part of the HS;
- well. 6285 - for the work of the "fore" part of the HS.



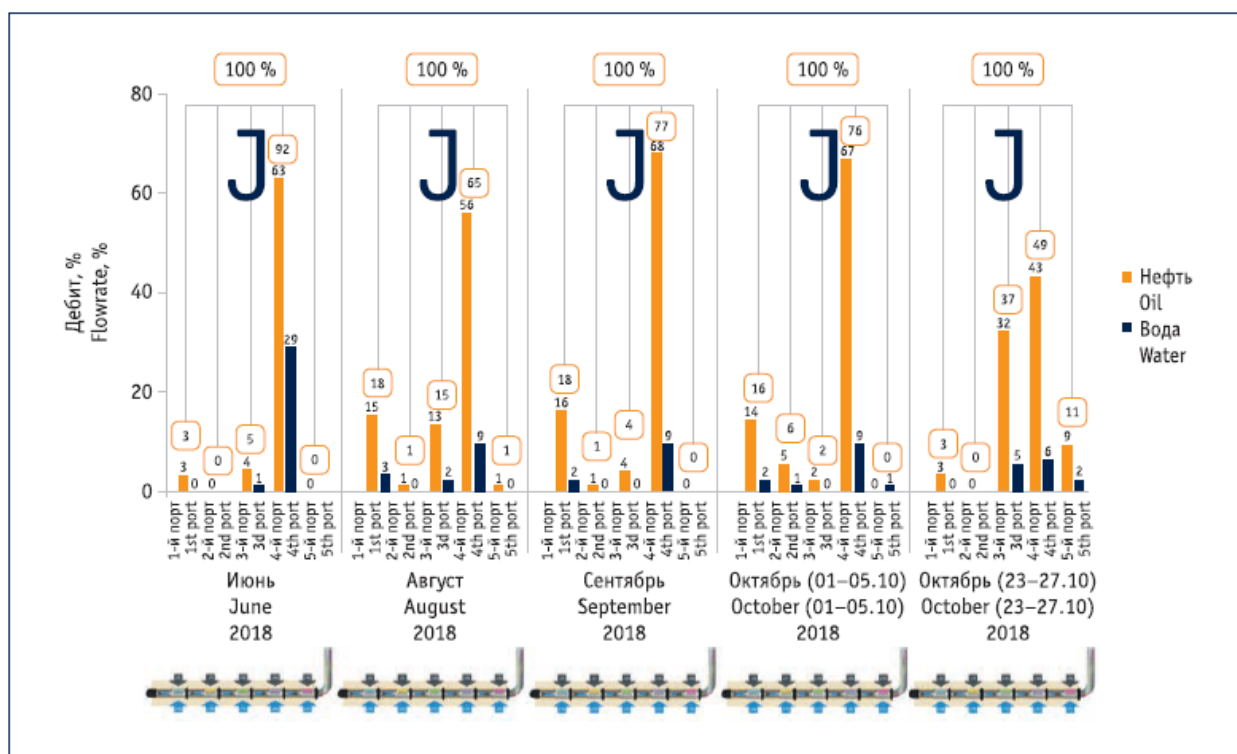


Figure 7 - Dynamics of the production intervals for oil and water of the well 9442g of the Kochevskoye field

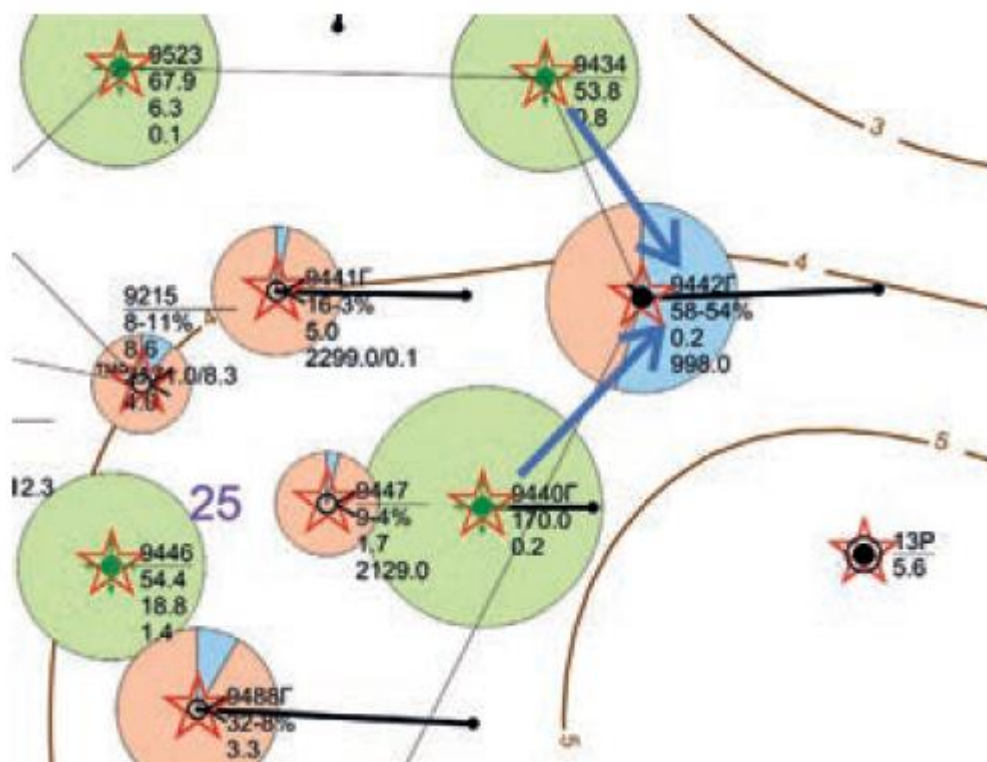


Figure 8. Well 9442g area of the Kochevskoye field

For well. 2432g of the Tevlinsko-Russkinskoye field, a U-shaped inflow profile along a horizontal wellbore, turning into an L-shaped one and vice versa, was noted (Figure 9). In the figure, the inflow of oil and water is most pronounced for port No. 1. Ports No. 2, 3, 4 are involved in work to a lesser extent.

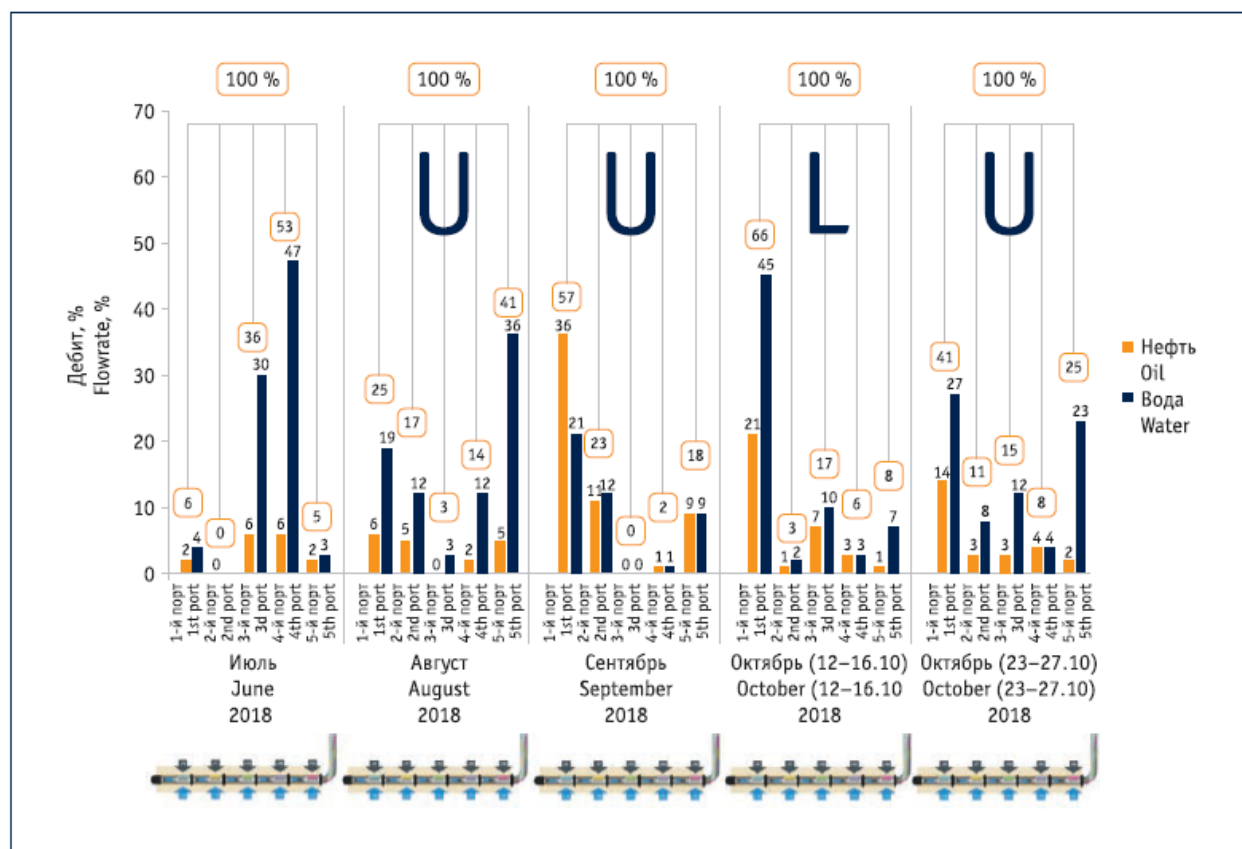


Figure 9 - Dynamics of the production intervals for oil and water of the well 2432g of the Tevlinsko-Russkinskoye field

In the area of the environment, the influence of injection wells is possible (Figure 10):

- well. 5425, 5426 - for the work of the heel of the HS (ports No. 4, 5);
- well. 1240, 2583 - for the operation of the fore part of the HS (ports No. 1, 2).

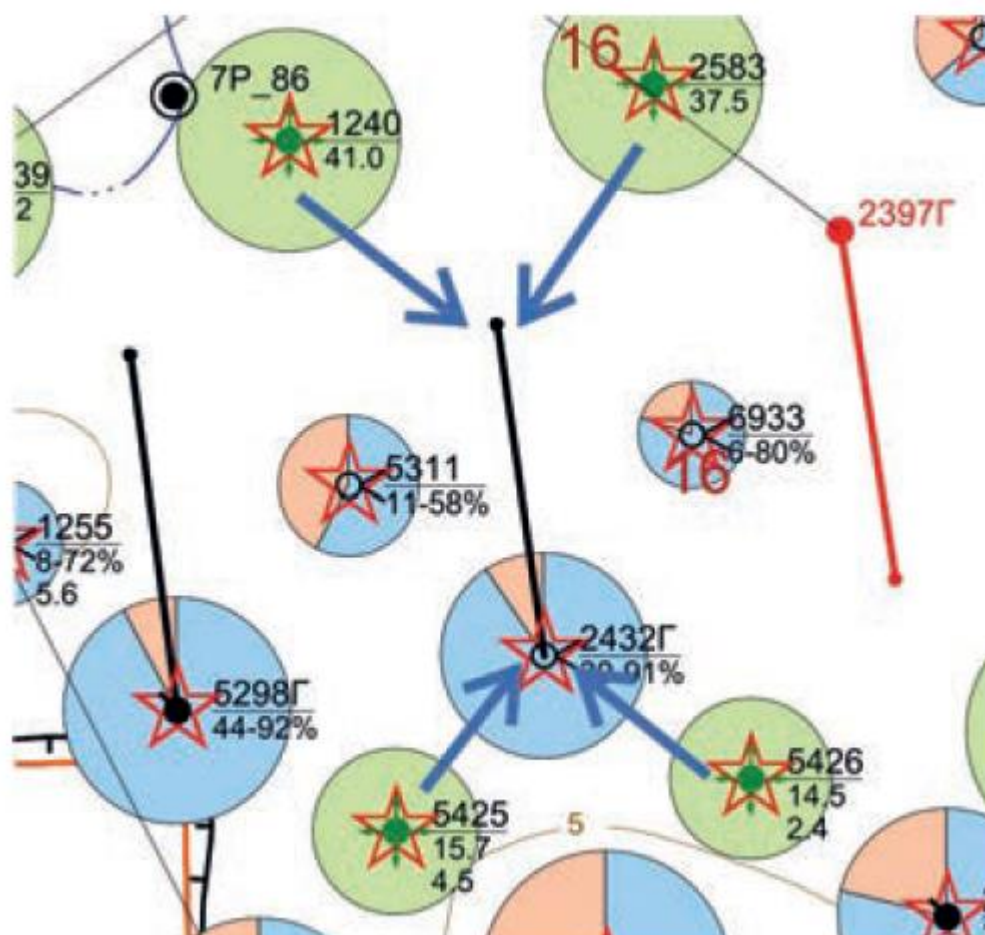


Figure 10. Well area 2432g / 16 of the Tevlinsko-Russkinskoye field

Thus, for each of the wells, the dependence of the influence of the injection wells located near the injection wells on the inflow profile along the horizontal wellbore was noted, which makes it possible to control the development of reserves in reservoir sections by regulating the injectivity of injection wells, visualize the indicators of reserves production with a complex quantitative and qualitative analysis of the effect of the performed multi-stage hydraulic fracturing.

### Conclusion

Monitoring of work in horizontal wells was carried out using two technological solutions for placing markers - marked proppant injected during multistage hydraulic fracturing and downhole cassettes placed in the lower completion assemblies.

During the monitoring, three of the most characteristic inflow profiles of horizontal wells (U-, J-, L-) were identified, and the dependence of the influence on the inflow profile of located near injection wells was established.

According to the results of the study, it was concluded that promising areas of application of marker technologies can be:

1) injection of markers into injection wells with joint placement of marked material in horizontal production wells in order to comprehensively assess the efficiency of the reservoir pressure maintenance system, determine filtration flows in the reservoir and their relationship with the operation of horizontal wells;

2) adaptation of existing geological and hydrodynamic models based on analytical monitoring data with forecasting and selection of the most optimal production and development parameters.

## **REFERENCES**

1. Kawasaki E. S., Player A. Nanotechnology, Nanomedicine, and the Development of New, Effective Therapies for Cancer. Nanomedicine: Nanotechnology, Biology, and Medicine. 2005
2. Alivisatos A. P., Gu W., Larabell C. Quantum Dots as Cellular Probes. Annu. Rev. Biomed. Eng. 2005
3. Gurianov A. V., Katashov A. Yu., Ovchinnikov K.N. Production Logging using Quantum Dots Tracers. Vremya koltyubinga [Coiled Tubing Times Journal]. 2017
4. Ovchinnikov K.N. Challenges in Field Development and Drilling Resolved by the Use of Tracer Diagnostic Procedures in Well Inflow Profiles. Neft». Gaz. Novatsii [Oil. Gas. Innovations]. 2019